

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 35/10 кВ
«Гибридный центр»»

| | | | |
|--------------|--|-------|------------------|
| Студент | <u>С.Д. Светлаков</u> (И.О. Фамилия) | _____ | (личная подпись) |
| Руководитель | <u>М.Н. Третьякова</u> (И.О. Фамилия) | _____ | (личная подпись) |
| Консультанты | <u>О.А. Парфенова</u> (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

Тема выпускной работы: «Реконструкция подстанции 35/10 кВ «Гибридный центр»».

Цель работы – повысить эффективность подстанции 35/10 кВ «Гибридный центр» за счет ее реконструкции электрической части. В ходе проектирования рассчитывались электрические нагрузки подстанции, проводился выбор трансформаторов для обеспечения потребителей электроэнергией.

Объект выпускной работы – подстанция 35/10 кВ «Гибридный центр» расположен в Ставропольском крае Самарской области с г. Узюково.

В основной части проекта рассмотрены вопросы выбора оборудования электрической части понизительной подстанции.

Решения, принимаемые в работе, ориентированы на повышение эффективности подстанции, без перебойной передачи электроэнергии потребителю с наименьшими потерями.

В отдельной части выпускной работы рассказывается о приборах учета с автоматизированной системой контроля учёта электроэнергии (АСКУЭ), которая полностью обеспечивает дистанционный сбор информации с приборов учёта и последующей передачи в отдел учета электроэнергии

Данная выпускной работа состоит из пояснительной записки на 59 стр, включая 6 рисунков, 19 таблиц, списка литературы из 23 источников, в том числе 5 наименований на иностранном языке и чертежей на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

The title of the graduation work is "Reconstruction of substation 35/10 kV "Hybrid center".

The aim of the work is to give some information about the reconstruction of the substation. During the design the procedure for determining the expected electrical loads of the substation, the choice of transformers for the supply of electricity to consumers will be shown.

The object of the graduation work is substation 35/10 kV "Hybrid center". It is located in the Stavropol region of the Samara oblast east of Togliatti-Volga region.

The issues of transformer selection and choice of substation equipment are highlighted in the project's general part.

All parts look toward improving the effectiveness of substation, without interrupting transmission of electricity to the consumer with the least losses.

The special part of the project dwells on metering devices with the automated control system of the accounting of the electric power (ACSAE) which completely provides remote data collection from metering devices and the subsequent transfer to the energy accounting Department.

The graduation work explanatory note on 59 pages, introduction, including 10 figures, 19 tables, the list of 23 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 6 |
| 1 Общая характеристика объекта проектирования..... | 8 |
| 2 Расчет электрических нагрузок подстанции..... | 9 |
| 3 Выбор силовых трансформаторов подстанции 35/10кВ «Гибридный центр»..... | 11 |
| 3.1 Техничко-экономический расчет трансформаторов ТМ-2500/35/10 У1..... | 11 |
| 3.2 Техничко-экономический расчет трансформатора ТМ-4000/35/10 У1.. | 13 |
| 4 Выбор электрической схемы подстанции..... | 16 |
| 5 Расчет токов короткого замыкания на шинах 35 и 10 кВ..... | 18 |
| 5.1 Расчет токов КЗ в точке К1..... | 18 |
| 5.2 Расчет токов К.З. в точке К2..... | 20 |
| 6 Выбор электрических проводников и аппаратов..... | 22 |
| 6.1 Выбор выключателя..... | 22 |
| 6.2 Выбор разъединителя..... | 25 |
| 6.3 Выбор трансформаторов тока..... | 26 |
| 6.4 Выбор трансформаторов напряжения..... | 30 |
| 6.5 Выбор ОПН..... | 32 |
| 7 Выбор оперативного тока..... | 35 |
| 8 Определение собственных нужд подстанции..... | 36 |
| 9 Релейная защита подстанции «Гибридный центр»..... | 38 |
| 9.1 Расчет дифференциальной токовой защиты силового трансформатора..... | 39 |

| | |
|--|----|
| 9.2 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора с реле типа РНТ-565..... | 40 |
| 9.3 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора с реле типа ДЗТ-11..... | 42 |
| 9.4 Расчет максимальной токовой защиты секционных выключателей... | 47 |
| 10 Расчет защитного заземления подстанции..... | 52 |
| 11 Расчет молниезащиты подстанции..... | 55 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 56 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 57 |

ВВЕДЕНИЕ

Понизительные подстанции являются основным звеном системы электроснабжения в передаче электроэнергии потребителю. Они – многочисленны и большинству требуется модернизация. Модернизация касается не всех подстанций. Особенно сложно обстоят дела для объектов, построенных первоначально для питания объектов, которые в дальнейшем были закрыты, производство свернуто или перепрофилировано.

Это имеет место для ПС «Гибридный центр». Изначально ее основным потребителем являлся ЗАО «СВ-Поволжск», теперь ООО «ПОРМЗ». Однако имеются перерывы в электроснабжении, которые приводят к существенным убыткам потребителя. Износ оборудования ПС «Гибридный центр» приводят к периодическим перерывам в электроснабжении, что негативно влияет на надежность электроснабжения, так как оно будет не стабильно, то система в целом не будет работать. Особенно важно, что растут потери электроэнергии в силовых трансформаторах из-за старения изоляции в обмотках трансформатора при эксплуатации дольше установленного срока производителем, а также трансформаторы работают при малой нагрузке. «При малой загрузке трансформаторов потери ХХ превышают нагрузочные потери»[13].

«Сокращение потерь электрической энергии при замене трансформаторов достигается в основном за счет снижения потерь ХХ, при замене устаревших трансформаторов на современные, снижения и нагрузочных потерь. Замена трансформаторов по причине низкого коэффициента загрузки меньше 0,3...0,4. В этом случае потери ХХ, как правило, оказываются выше нагрузочных потерь в обмотках и имеет место увеличение потерь»[13].

Поэтому назрела модернизация ПС «Гибридный центр», которая позволит снизить затраты на эксплуатацию ПС за счет замены трансформаторов с низким коэффициентом загрузки 0,2 на новые

трансформаторы с номинальным коэффициентом загрузки, а также обновить электрооборудование на более современное и надёжное .

Цель – снизить эксплуатационные затраты на электроснабжение потребителей ПС «Гибридный центр» за счет модернизации электрической части ПС «Гибридный центр».

1 Общая характеристика объекта проектирования

Подстанция «Гибридный центр» спроектирована и введена в эксплуатацию в 1983 году с целью электроснабжения мясокомбината ЗАО «СВ-Поволжск» и дополнительного потребителя ООО ПОРМЗ.

По степени надежности и бесперебойности электроснабжения данные потребители относятся ко второй категории.

Подстанция «Гибридный центр» оснащена двумя силовыми трансформаторами марки ТД, мощностью 10000 кВА на напряжение 35/10 кВ работающие с коэффициентом загрузки 0,2.

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

Электроснабжение самой ПС выполнено с помощью воздушной линии 35 кВ. Открытое распределительное устройство выполнено по схеме «линия-Трансформатор». В электрической сети трансформатора включены выключатель и разъединители на номинальное напряжение 35 кВ.

Установленный срок эксплуатации производителем оборудования установленным на подстанции истек, что грозит повышением затрат на потери электроэнергии, частым выхода из строя оборудования, что может стать причиной трагедией с участием персонала. В связи с чем, предлагается при реконструкции электрической части подстанции заменить существующее оборудование на новое.

2 Расчет электрических нагрузок подстанции

По полученным данным из графика баланса вычислим расчетную мощность.

Расчет максимальной полной мощности по подстанции в целом:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} \quad (2.1)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность потребляемая абонентом, кВт.

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

$$S_{\max} = \frac{2500}{0,92} = 2717,4 \text{ кВА}$$

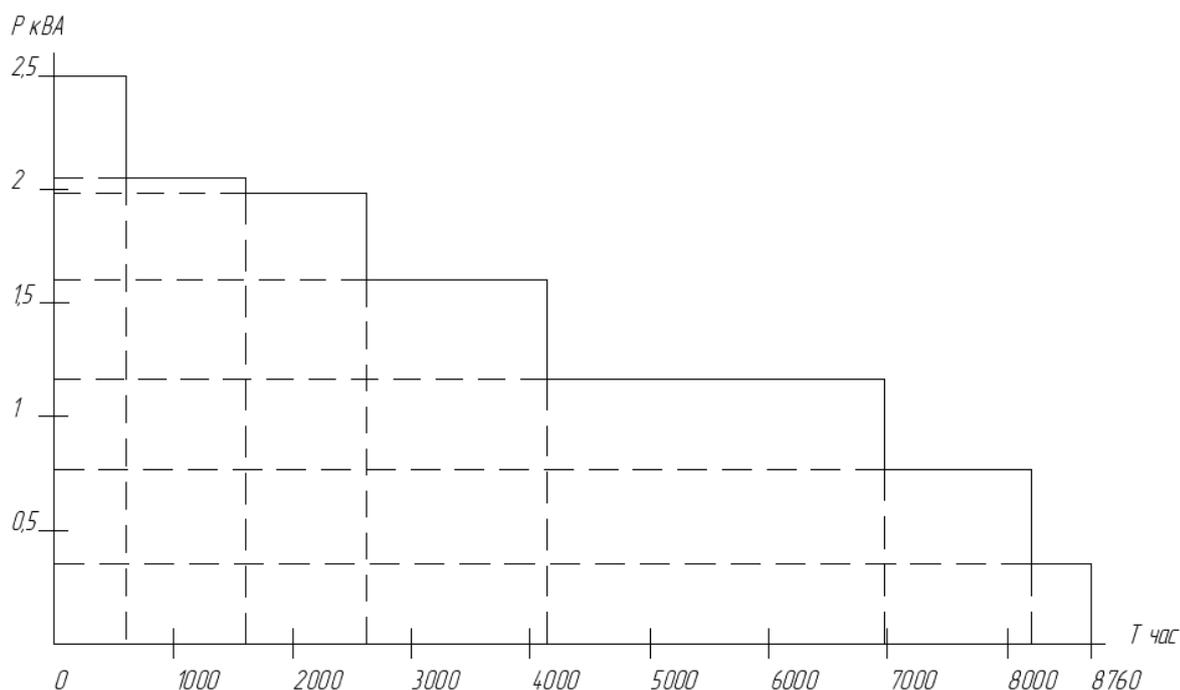


Рисунок 2.1 – Годовой график нагрузки

Рассчитываем количество электроэнергии, идущей на нужды потребителей. За основу берем стандартизованные графики нагрузки потребителей данной подстанции по продолжительности.

$$W = \sum_{i=1}^k P_{in} \cdot t \quad (2.2)$$

$$W = 2,5 \cdot 600 + 2,15 \cdot 1000 + \dots + 0,35 \cdot 500 = 12712,3 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

$$T_M = \frac{W_{\max}}{P_{\max}} \quad (2.3)$$

$$T_M = \frac{12712,3}{2,5} = 5084,92 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} \quad (2.4)$$

$$K_{зан} = \frac{6486,25}{8760} = 0,74$$

$$S_{ном.Т} = 0,7 \cdot S_{\max} \quad (2.5)$$

$$S_{ном.Т} = 0,7 \cdot 2717,4 = 1902,17 \text{ МВА.}$$

Выбираем 2 ближайших больших по мощности трансформатора. Это будут ТМ – 2500/35/10 и ТМ – 4000/35/10.

Проведем технико – экономический расчет в следующем пункте для выбора трансформаторов.

3 Выбор силовых трансформаторов подстанции 35/10кВ Гибридный центр

Для дальнейшего расчета имеются варианты с установкой двух трансформаторов:

-ТМ-2500/35/10 У1 производства ООО Тольяттинский трансформатор

-ТМ-4000/35/10 У1 производства ООО Тольяттинский трансформатор

Таблица 3.1 – Технические данные выбранных трансформаторов

| Тип | S _{НОМ} | Напряжение обмотки, кВ | | Потери, кВт | | U _к ,% | I _х ,% | Цена тыс. руб. |
|------------------|------------------|------------------------|------|----------------|----------------|-------------------|-------------------|----------------|
| | | ВН | НН | P _х | P _к | ВН-НН | | |
| ТМ-2500/35/10 У1 | 2,5 | 35,0 | 10,5 | 3,9 | 23,5 | 6,5 | 1,0 | 1260 |
| ТМ-4000/35/10 У1 | 4,0 | 35,0 | 10,5 | 5,3 | 33,5 | 7,5 | 0,9 | 1400 |

3.1 Техничко-экономический расчет трансформаторов ТМ-2500/35/10 У1

Находим реактивную мощность, расходуемую на создание магнитного потока в трансформаторе:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{номТ} \quad (3.1)$$

$$Q_x = \frac{1,0}{100} \cdot 2500 = 25 \text{ квар}$$

где $I_x, \%$ – справочный параметр трансформатора, характеризующий ток холостого хода.

Общие потери мощности в трансформаторе находим путем суммирования приведенных активных потерь в обмотках и в сердечнике:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_k \quad (3.2)$$

Приведенные активные потери в магнитопроводе находятся путем приведения реактивных потерь к активным:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 3,9 + 0,05 \cdot 25 = 5,15 \text{ кВт}$$

Аналогично рассчитываются активные потери, расходуемые на нагрев обмоток трансформатора:

$$P'_k = \Delta P_k + K_{un} \cdot Q_k = 23,5 + 0,05 \cdot 162,5 = 31,625 \text{ кВт}$$

Приведенные потери реактивной мощности К.З. трансформатора:

$$Q_\kappa = \frac{u_\kappa}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{6,5}{100} \cdot 2500 = 162,5 \text{ квар}$$

Таблица 3.2.1 – Результаты расчета потерь для трансформаторов ТМ-2500/35/10 У1

| I | S _{Вi} МВА | n _i | T _i , ч | ΔW _{xi} , кВт·ч | k ² _{з.в.i} | ΔW _{к.вi} , кВт·ч |
|---|---------------------|----------------|--------------------|--------------------------|---------------------------------|----------------------------|
| 1 | 2,5 | 2 | 600 | 6180 | 1 | 9488 |
| 2 | 2,15 | 2 | 1000 | 10300 | 0,74 | 11695 |
| 3 | 1,982 | 2 | 1000 | 10300 | 0,63 | 9938 |
| 4 | 1,675 | 2 | 1500 | 15450 | 0,45 | 10647 |
| 5 | 1,190 | 2 | 2800 | 28840 | 0,23 | 10032 |

| | | | | | | |
|---|----------------------------|---|------|-------|------|-------|
| 6 | 0,78 | 2 | 1360 | 14008 | 0,09 | 2093 |
| 7 | 0,35 | 2 | 500 | 5150 | 0,02 | 155 |
| | $\Delta W=144276$ кВт·ч | | 8760 | 90228 | | 54048 |

Расходы на потери электроэнергии в трансформаторе равны

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3 \quad (3.3)$$

$$I_3 = 144276 \cdot 0,94 = 135619,44 \text{ руб.}$$

где C_3 – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (3.4)$$

$$C_3 = \frac{270}{6486,25} + 0,9 = 0,94 \text{ кВт·ч}$$

В общем затраты на покупку и эксплуатацию трансформатора находим через формулу приведения:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_o + I_3 \quad (3.5)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 1260000 + 118440 + 135619,44 = 443059,44 \text{ руб}$$

$$I_o = p_{cym} \cdot K \quad (3.6)$$

$$I_o = 0,094 \cdot 1260000 = 118440 \text{ руб}$$

где K – капитальные вложения, идущие на покупку трансформатора, руб;

$E_n = 0,15$ – коэффициент приведения, установленный нормативными документами;

$I_o = 0,094 \cdot K$ – годовые издержки на эксплуатацию и покупку трансформатора, руб.

3.2 Техничко-экономический расчет трансформатора ТМ-4000/35/10

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{номТ} \quad (3.20)$$

$$Q_x = \frac{0,9}{100} \cdot 4000 = 36 \text{ квар}$$

где $I_x, \%$ – ток х.х. трансформатора

Приведенные потери мощности определяются из выражения:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_k \quad (3.21)$$

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 5,3 + 0,05 \cdot 36 = 7,1 \text{ кВт}$$

Приведенные потери активной мощности К.З. трансформатора:

$$P'_k = \Delta P_k + K_{un} \cdot Q_k = 33,5 + 0,05 \cdot 300 = 48,5 \text{ кВт}$$

Приведенные потери реактивной мощности К.З. трансформатора:

$$Q_\kappa = \frac{u_\kappa}{100} \cdot S_{номТ} \quad (3.22)$$

$$Q_\kappa = \frac{u_\kappa}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{7,5}{100} \cdot 4000 = 300 \text{ квар}$$

Таблица 3.2.1 – Результаты расчета потерь для трансформаторов ТМ-4000/35/10 У1

| I | S _{Вi} МВА | n _i | Ч | ΔW _{xi} , кВт·ч | k ² _{з.в.i} | ΔW _{к.в.i} , кВт·ч |
|---|---------------------|----------------|------|-----------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| 1 | 2,5 | 2 | 600 | 8520 | 0,39 | 5684 |
| 2 | 2,15 | 2 | 1000 | 14200 | 0,29 | 7006 |

| | | | | | | |
|---|----------------------------|---|------|--------|-------|-------|
| 3 | 1,982 | 2 | 1000 | 14200 | 0,25 | 5954 |
| 4 | 1,675 | 2 | 1500 | 21300 | 0,18 | 6378 |
| 5 | 1,190 | 2 | 2800 | 39760 | 0,09 | 6009 |
| 6 | 0,78 | 2 | 1360 | 19312 | 0,04 | 1254 |
| 7 | 0,35 | 2 | 500 | 7100 | 0,007 | 93 |
| | $\Delta W=156770$ кВт·ч | | 8760 | 124392 | | 32378 |

Расходы на электроэнергию

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3 \quad (3.23)$$

$$I_3 = 156770 \cdot 0,94 = 147363,8 \text{ руб.}$$

где C_3 – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (3.24)$$

$$C_3 = \frac{270}{6486,25} + 0,9 = 0,94 \text{ кВт·ч}$$

Приведённые затраты:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_0 + I_3 \quad (3.25)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 1400000 + 131600 + 147363,8 = 488963,8 \text{ руб}$$

$$I_0 = p_{сум} \cdot K \quad (3.26)$$

$$I_0 = 0,094 \cdot 1400000 = 131600 \text{ руб}$$

где K – расходы на покупку трансформатора, руб;

$E_n = 0,15$ – коэффициент приведения капитальных затрат к затратам на эксплуатацию;

$I_o = 0,094 \cdot K$ –общие годовые расходы на эксплуатацию трансформаторов, руб.

Согласно полученным результатам приведённые затраты на установку трансформатора марки ТМ-2500/35/10 составляет 443059,44 руб, а на трансформатор марки ТМ-4000/35/10 составляет 488963,8 руб.

Из приведенных затрат видно, что выгоднее использовать трансформатор ТМ-2500/35/10

4 Выбор электрической схемы подстанции

Выбор электрической схемы распределительного устройства осуществляется на основании пункта 3.1 руководящего документа [1]. Данный документ предписывает выбор схемы осуществлять из каталога типовых решений, представленного в [2]. Исходя из положений вышеуказанных документов, выберем схему распределительного устройства №35-4Н – «Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Принципиальная электрическая схема данного распределительного устройства представлена на рисунке 4.1.

Преимуществом данной схемы является наиболее простая конструкция РУ, что предполагает дешевизну комплектующих и монтажа, а также упрощает ремонт оборудования в процессе эксплуатации. Согласно [2] данная схема применяется в случае тупиковых или ответвительных двух трансформаторных подстанций.

Применение данной схемы возможно только при условии обеспечения требуемой надежности ЭСН потребителей, что для схемы 4Н означает необходимость применения выключателей, созданных по технологии, основой которой является применение гексафторида серы (который на практике чаще всего именуется элегазом).

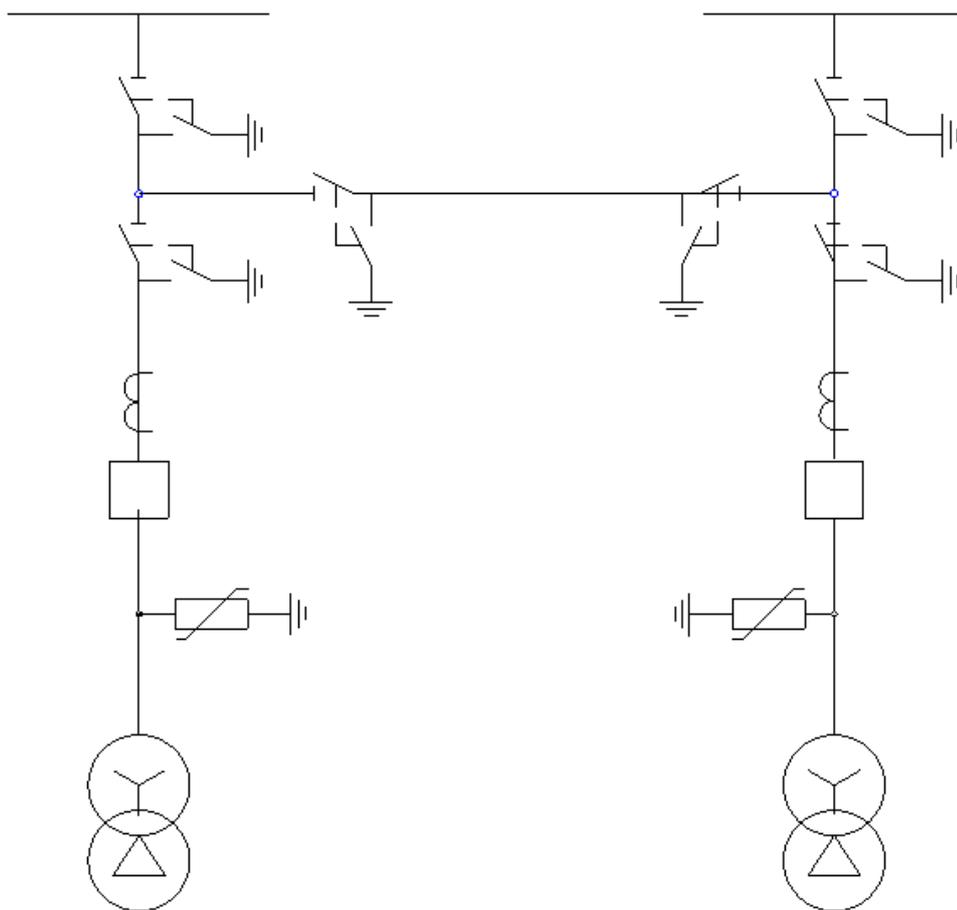


Рисунок 4.1 – Схема электрическая принципиальная РУ №35-4Н

5 Расчет токов короткого замыкания на шинах 35 и 10 кВ

Исходные данные:

Система: $U_H=35$ кВ; $x_c = 7,83$ Ом;

Воздушная линия: $x_{y0} = 0,3$ Ом/км; $l = 2,94$ км; $U_H = 35$ кВ

Трансформатор: $S_{кз} = 1500$ МВА; $S_6=1000$ МВА.

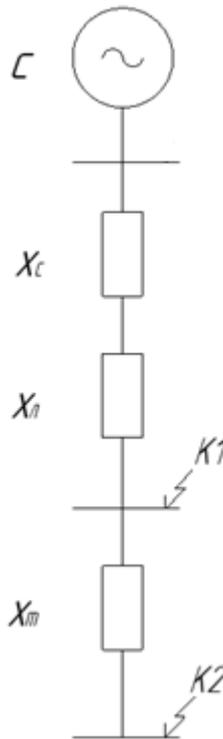


Рисунок 5.1 – Схема замещения сети

5.1 Расчет токов КЗ в точке К1

Необходимо определить сопротивление для данной схемы замещения в относительных единицах.

Система:

$$x_c = x_c \cdot \frac{S_6}{U_H^2} \quad (5.1)$$

$$x_c = 7,83 \cdot \frac{1000}{37^2} = 5,72 \text{ о.е.}$$

Воздушной линии:

$$x_n = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_0}{U_n^2} \quad (5.2)$$

$$x_n = 0,3 \cdot 2,94 \cdot \frac{1000}{37^2} = 0,64 \text{ о.е}$$

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{к1} = x_c + x_n \quad (5.3)$$

$$x_{к1} = 5,72 + 0,64 = 6,36 \text{ о.е}$$

Базисный ток:

$$I_0 = \frac{S_0}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (5.4)$$

$$I_0 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока К.З. в точке К1:

$$I_{к1} = \frac{E'_0}{x_{к1}} \cdot I_0 \quad (5.5)$$

$$I_{к1} = \frac{1}{6,36} \cdot 15,6 = 2,45 \text{ кА}$$

Определим мощность К.З.:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot I_{к1} \cdot U_n \quad (5.6)$$

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 2,45 \cdot 37 = 157 \text{ МВА}$$

Ударный ток К.З.:

$$i_{y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к1} \quad (5.7)$$

$$i_{y0} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,45 = 6,24 \text{ кА}$$

Где $k_{y0} = 1,8$ – ударный коэффициент

5.2 Расчет токов К.З. в точке К2:

Сопротивление трансформатора:

$$x_m = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n} \quad (5.8)$$

$$x_m = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1000}{2,5} = 26 \text{ о.е}$$

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{\kappa 2} = x_c + x_l + x_m \quad (5.9)$$

$$x_{\kappa 2} = 5,72 + 0,64 + 26 = 32,36 \text{ о.е}$$

Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (5.10)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока К.З. в точке К2:

$$I_{\kappa 2} = \frac{E'_{\sigma}}{x_{\kappa 2}} \cdot I_{\sigma} \quad (5.11)$$

$$I_{\kappa 2} = \frac{1}{32,36} \cdot 54,98 = 1,7 \text{ кА}$$

Определим мощность К.З.:

$$S_{\kappa} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 2} \cdot U_n \quad (5.12)$$

$$S_{\kappa} = \sqrt{3} \cdot 1,7 \cdot 10,5 = 30,9 \text{ МВА}$$

Ударный ток К.З:

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 2} \quad (5.13)$$

$$i_{y\partial} = 1,72 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,7 = 4,14 \text{ кА}$$

Где $k_{y\partial} = 1,72$ -ударный коэффициент

Таблица 5.1 – Токи К.З.

| Место К.З. | U_n кВ | I_{κ} кА | $i_{y\partial}$ кА |
|------------|----------|-----------------|--------------------|
| К1 | 37 | 2,45 | 6,24 |
| К2 | 10,5 | 1,7 | 4,14 |

Расчет токов короткого замыкания в разных точках позволяет произвести выбор электрических проводников и аппаратов в последующем пункте.

6 Выбор электрических проводников и аппаратов

6.1 Выбор выключателя

– Сторона высокого напряжения

Вместо эксплуатируемых выключателей типа ВТД – 35/630 и С – 35/630 предлагаем использовать ВГБ – 35/630 (У1), который имеет элегазовую изоляцию. Для удобства анализа параметров выключателя используем таблицу 6.1.

При выборе выключателя будем руководствоваться следующими критериями:

«1) Номинальному напряжению;

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (6.1)$$

2) Номинальному току;

$$I_{ном.дл.} \leq I_{ном} \quad (6.2)$$

3) Отключающей способности:

а) На симметричный ток отключения;

$$I_{н,τ} \leq I_{откл.ном} \quad (6.3)$$

б) На отключение апериодической составляющей тока к.з.;

$$i_{а,τ} \leq i_{а,ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном} \quad (6.4)$$

4) Предельному сквозному току к.з. - на электродинамическую стойкость;

$$I_{н,о} \leq I_{прс} \quad (6.5)$$

$$i_{уд} \leq i_{прс} \quad (6.6)$$

5) Тепловому импульсу - на термическую стойкость;

$$B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \gg [2]. \quad (6.7)$$

Таблица 6.1 – Выключатель элегазовый ВГБ – 35 (У1)

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|---|---|
| $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $U_{cp} = 37 \text{ кВ}$ | $U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 54,61 \text{ А}$ | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ |
| $I_{n,o} = 2,45 \text{ кА}$ | $I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$ |
| $i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$ $i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,45 \cdot 2,72^{\frac{-0,048}{0,05}} = 1,33 \text{ кА}$ | $i_{\alpha,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{B_{ном}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 - \frac{32}{100}\right) = 12,02 \text{ кА}$ |
| $I_{no} = 2,45 \text{ кА}$ $i_{цo} = 6,24 \text{ кА}$ | $I_{прс} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{прс} = 35 \text{ кА}$ |
| $B_k = I_{no} \cdot (t_{p.z.} + t_{откл.в.} + T_a)$ $B_k = 2,45^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,05) = 3,4$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Проанализировав полученные результаты, делаем вывод о приемлемости использования коммутационного аппарата типа ВГБ – 35/630А (У1).

– Сторона низкого напряжения

В целях унификации оборудования КРУ, для установки в ячейки секционных, вводных и фидерных выключателей примем одинаковые выключатели.

Используя справочник, рассмотрим выключатель вакуумный ВВЭ-10-20/630ТЗ взамен имеющихся ВМПП – 10/1000 и ВМПП – 10/630.

По методике рассмотренной выше выбор выключателя для стороны 10кВ выполним в табличной форме (табл. 6.2).

Таблица 6.2 – Проверка выключателя для стороны низкого напряжения

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|---|---|
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $U_{ср} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ср}}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{2500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 96,22 \text{ А}$ | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ |
| $I_{n,\tau} = 1,7 \text{ кА}$ | $I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$ |
| $i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$ $i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 2,72^{\frac{-0,045}{0,03}} = 0,54 \text{ кА}$ | $i_{\alpha,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{B_{ном}}{100}\right) = \text{кА}$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 33,94$ |
| $I_{no} = 1,7 \text{ кА}$ $i_{ц0} = 4,14 \text{ кА}$ | $I_{npc} = 20 \text{ кА}$ $i_{npc} = 52 \text{ кА}$ |
| $B_k = I_{no} \cdot (t_{п.з.} + t_{откл.в.} + T_{\alpha})$ $B_k = 1,7^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,014) = 0,27 \text{ кА}$ | $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Анализ результатов позволяет сделать вывод о возможности использования выключателя вакуумного исполнения – ВВЭ-10-20/630УЗ.

6.2 Выбор разъединителя

– На стороне 35 кВ

«Выбор разъединителя определяется исходя из следующих параметров

1) Номинальному напряжению;

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (6.8)$$

2) Номинальному току;

$$I_{ном.дл.} \leq I_{ном} \quad (6.9)$$

3) Электродинамической стойкости

$$I_{но} \leq I_{прс}; \quad (6.10)$$

$$i_{уд} \leq i_{прс} \quad (6.11)$$

5) Термической стойкости;

$$B_k = I_{н,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \gg [2]. \quad (6.12)$$

Согласно методике рассмотрим разъединитель РГП-35/1000 У1 взамен установленных РНДЗ – 35/1000. Все величины из расчётов и данные из каталогов сведены в таблицу 63.

Таблица 6.3 – Проверка разъединителя РГП-35/1000 У1

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|---------------------------|-------------------------------|
| $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$ |
| $U_{ср} = 37 \text{ кВ}$ | |

| | |
|--|--|
| $I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}$ $I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 54,61 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{но}} = 2,45 \text{ кА}$ $i_{\text{ц0}} = 6,24 \text{ кА}$ | $I_{\text{прс}} = 20 \text{ кА}$ $i_{\text{прс}} = 50 \text{ кА}$ |
| $B_k = I_{\text{но}} \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в.}} + T_{\alpha})$ $B_k = 2,45^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,05) = 3,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Сравним паспортные параметры разъединителя и результаты расчета. Очевидно, что предлагаемый к установке РГП-35/1000 У1 соответствует требованиям и критериям выбора. Выбираем его для установки.

6.3 Выбор трансформаторов тока

– Сторона высокого напряжения:

«Трансформатор тока (ТТ) выбирается исходя из следующих параметров:

1) Номинальному напряжению;

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}} \quad (6.13)$$

2) Номинальному длительному (рабочему) току;

$$I_{\text{ном.дл.}} \leq I_{\text{ном}} \quad (6.14)$$

3) Электродинамической стойкости;

$$i_y \leq K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_n \quad (6.15)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу;

4) Термической стойкости;

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} \quad (6.16)$$

$$B_k \leq I_{Tep}^2 \cdot t_{Tep} \quad (6.17)$$

где B_k – Тепловой импульс по расчету

K_T – кратность термической стойкости по каталогу;

t_{Tep} – время термической стойкости по каталогу;

I_{Tep} – ток термической стойкости.

5) Вторичной нагрузке;

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (6.18)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2ном}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки ТТ» [2].

Проанализируем возможность использования ТФЗМ – 35 на стороне 35 кВ взамен ТВЛМ – 10. Необходимые сведения представим в виде таблицы 6.4.

Таблица 6.4 – Трансформатор тока ТФЗМ-35-75/5

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|--|---|
| $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $U_{cp} = 37 \text{ кВ}$ | $U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 54,61 \text{ А}$ | $I_{ном} = 75 \text{ А}$ |
| $i_{ц0} = 6,24 \text{ кА}$ | $I_D = 15 \text{ кА}$ |
| $B_k = I_{но} \cdot (t_{p.з.} + t_{откл.в.} + T_\alpha)$ $B_k = 2,45^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,05) = 3,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $K_T^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_T = 0,3^2 \cdot 3 = 60,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Очевидно, что трансформатор тока ТФЗМ-35-75/5 УХЛ1 соответствует заданным параметрам и подходит для рассматриваемой цепи.

– Сторона низкого напряжения

Выпишем справочные данные трансформатора тока с литой изоляцией ТОЛ-10-150/5 на стороне 10 кВ, предлагаемого к установке взамен ТВЛМ-10. Все величины из каталога и данные расчёта сведём в таблицу 6.5.

На низкой стороне трансформатор тока проверяется согласно тем же критериям, что и для стороны 35 кВ.

Таблица 6.5 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-10-150/5 У2.

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|--|---|
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $U_{cp} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{cp}}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{2500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 96,2 \text{ А}$ | $I_{ном} = 150 \text{ А}$ |
| $i_{ц0} = 14,88 \text{ кА}$ | $K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном.} = 100 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,15 = 21,2 \text{ кА}$ |
| $B_k = I_{но} \cdot (t_{п.з.} + t_T + T_\alpha)$ $B_k = 5,54^2 \cdot (0,01 + 1 + 0,014) = 31,43 \text{ кА}$ | $K_T^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 0,15^2 \cdot 3 = 66,97 \text{ кА}$ |

Вторичную нагрузку для рассматриваемого трансформатора тока отобразим в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

| Прибор | Тип | Нагрузка по фазам, В·А | | |
|---------------------------------------|-----------------|------------------------|------|------|
| | | А | В | С |
| Амперметр | СА 3020-5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Ваттметр | СР 3020 | 0,07 | 0,07 | 0,07 |
| Варметр | СР 3020 | 0,07 | 0,07 | 0,07 |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Ртутный 236 ART | 0,1 | | |
| Итого: | | 0,84 | 0,84 | 0,84 |

Сопротивление приборов находится по формуле:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_2^2} \quad (6.19)$$

где $I_2 = 5 \text{ А}$.

$$R_{\text{приб.}} = \frac{0,84}{5^2} = 0,034 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1 \text{ Ом}$, тогда сопротивление проводов

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k \quad (6.20)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,034 - 0,1 = 1,066 \text{ Ом.}$$

Провода будем использовать медными жилами. Протяженность проводов составляет восемьдесят метров. Определяем сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} \quad (6.21)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot 80}{0,66} = 2,12 \text{ мм}^2$$

где $l_p = l$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм, медный провод ПРП с медными жилами и резиновой изоляцией в металлической оплетке.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

– На стороне 35 кВ:

Установка трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ нецелесообразна в связи с тем, что данная сторона напряжения является подведомственной для вышестоящей подстанции и контроль напряжения осуществляется на ней.

– На стороне 10 кВ:

При выборе трансформатора напряжения надо учесть следующее:

1) Величину напряжения, на которую рассчитан ТН

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (6.22)$$

2) Полную мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке

$$S_{2\Sigma} \leq Z_{ном} \quad (6.23)$$

где $S_{2\Sigma}$ – суммарная мощность всей техники, питающейся от трансформатора напряжения.

Проанализируем возможность присоединения трансформатора напряжения марки ЗНОЛ-СЭЩ-10 на стороне 10 кВ взамен НАМИ-10.

Расчетную вторичную нагрузку ТН представим в табличной форме (табл.6.7).

Таблица 6.7 – Данные трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10

| Прибор | Тип | Мощность S, ВА | Число | Полная мощность S, ВА |
|-----------|-------------|----------------|-------|-----------------------|
| Вольтметр | СВ 3020-100 | 4 | 10 | 40 |
| ИТОГО | | | | 40 |

$$S_{\Sigma пр} = 40 \leq S_{ном} = 75 \text{ (В.А)}$$

Класс точности трансформаторов тока и напряжения «для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5. Допускается использование трансформаторов напряжения класса точности 1,0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2,0. Для импортируемых счетчиков» [10].

«Для присоединения счетчиков технического учета допускается использование трансформаторов тока класса точности 1,0, а также встроенных трансформаторов тока класса точности ниже 1,0, если для получения класса точности 1,0 требуется установка дополнительных комплектов трансформаторов тока. Трансформаторы напряжения, используемые для присоединения счетчиков технического учета, могут иметь класс точности ниже 1,0» [10].

Трансформатор напряжения, который мы выбрали – ЗНОЛ-СЭЩ 10, характеризуется параметрами и классом точности, необходимыми для нормальной работы счетчиков мощностью 75 ВА, т.е. с нормируемой степенью точности. Делаем вывод, что предлагаемый к установке трансформатор напряжения, прошел проверку по классу точности.

6.5 Выбор ОПН

–На стороне 35 кВ.

Для выбора наиболее подходящего оборудования на высокой стороне рассмотрим два ограничителя перенапряжения ОПН-П-35/40,5/10 УХЛ1 и ОПН-35/40,5/10 УХЛ1 взамен разрядника РВС-35.

Таблица 6.8 – «Сравнительная характеристика двух ограничителей перенапряжения 35 кВ.

| Параметр ограничителя | ОПН-35 УХЛ1 | ОПН-П-35 УХЛ1 |
|--|------------------------|---------------|
| Номинальное напряжение, кВ | 35,0 | |
| Наибольшее рабочее напряжение, кВ | 40,5 | 45,0 |
| Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой 400 А, не более, кВ | 105 | |
| Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 5000 А, не более, кВ | 120 | |
| Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 5000 А, не более, кВ | 222 | |
| Пропускная способность: 20 воздействий импульсов тока: 8/20 мкс с амплитудой, А 1,2/2,5 мс с амплитудой, А | 10000 400; 550; 850 | |

| | | |
|--|----------------------|------|
| Масса не более, кг | 11 | 10 |
| Обозначение технических условий | ТУ 3414-004-31911579 | |
| Высота, мм | 590 | 565 |
| Длина пути утечки внешней изоляции, см | 98 | 120 |
| Цена, руб. | 10740 | 9290 |

Принимаем к установке ограничитель ОПН-П, так как данный ограничитель имеет наименьшую цену и близкие по значению характеристики.»[6]

–На стороне 10 кВ.

Для выбора наиболее подходящего оборудования на низкой стороне рассмотрим два ограничителя перенапряжения ОПН-10/10/550 УХЛ1 и ОПН-П-10/10/550 УХЛ1 взамен разрядника РВО-10.

Таблица 6.9 – Сравнительная характеристика двух ограничителей перенапряжения 10 кВ

| Параметр ограничителя | ОПН-10 УХЛ1 | ОПН-П-10 УХЛ1 |
|-----------------------------------|-------------|---------------|
| Номинальное напряжение, кВ | 10,0 | |
| Наибольшее рабочее напряжение, кВ | 11,0; 11,5 | 12,0; 12,7 |

Продолжение таблицы 6.9

| | | |
|--|----------------------------|------|
| Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой 300 А, не более, кВ | 28 | |
| Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 1000 А, не более, кВ | 33,0 | |
| Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 5000 А, не более, кВ | 35,0 | |
| Пропускная способность: 20 воздействий импульсов тока: 8/20 мкс с амплитудой, А 1,2/2,5 мс с амплитудой, А | 1000 300; 400; 500; 550 | |
| Масса не более, кг | 4,2 | 2,0 |
| Обозначение технических условий | ТУ 3414-004-31911579 | |
| Высота, мм | 250 | 180 |
| Длина пути утечки внешней изоляции, см | 24,5 | 35,5 |
| Цена, руб. | 1960 | 1390 |

Принимаем к установке ограничитель ОПН-П, так как данный ограничитель имеет наименьшую цену и близкие по значению характеристики» [7].

7 Выбор оперативного тока

Проанализируем оборудование, применяемое в цепях управления. Ход анализа приведен в таблице 7.1:

Таблица 7.1 – Оборудование, питаемое оперативным током

| Тип электрического механизма | Вид тока, напряжение питания, В | Потребляемая мощность, Вт |
|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| Двигатель взвода пружин выключателя | Пост. ток, 24-30-48-60-110-220 | 380 |
| Катушка включения выключателя | Пост. ток, 24-30-48-60-110-220 | 50 |
| Катушка отключения выключателя | Пост. ток, 24-30-48-60-110-220 | 60 |
| Привод ПДГ-9 разъединителя | Пост. ток, 220 | 180 |
| Привод ПЭМ-1 выключателя | Пост. ток, 220 | 60 |

Так как управление системами связи, сигнализации, автоматики, а также разъединителями и выключателями осуществляется постоянным током, примем систему постоянного оперативного тока.

В следующем пункте определим собственные нужды подстанции и выберем трансформаторы собственных нужд.

8 Определение собственных нужд подстанции

Для обеспечения нормального функционирования подстанции, необходимо обеспечить вспомогательное оборудование, которое на ней установлено, электроэнергией. Для этого, как правило применяются трансформаторы собственных нужд, или в случае необходимости, дизельные генераторы малой мощности. Определим состав собственных нужд трансформаторной подстанции:

Таблица 8.1 – Ведомость вспомогательного оборудования ПС

| № п/п | Наименование потребителей | Общая потребляемая мощность | |
|----------|----------------------------------|--------------------------------|----------------------|
| | | P, кВт | P _Σ , кВт |
| 1 | Подогрев выключателей | 2x2 | 4 |
| 2 | Подогрев приводов разъединителей | 0,7 x 8 | 5,6 |
| 3 | Отопление, освещение ЗРУ | 30 | 40 |
| 4 | Освещение ОРУ 35 кВ | 10 | 10 |
| 5 | Зарядно-подзарядные агрегаты | 2x10 | 20 |
| Итого: | | | 79,6 |

Согласно статистическим данным примем коэффициент мощности по подстанции равным 0,9 отсюда, полная мощность собственных нужд равна:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} \quad (8.1)$$

$$S_{\Sigma} = \frac{79,6}{0,9} = 88,44 \text{ кВА}$$

Так как устанавливать решено два трансформатора собственных нужд, коэффициент загрузки каждого в нормальном рабочем режиме по условиям надежности должен быть не более 0,7. Определим расчетную активную мощность на один ТСН:

$$S_T = S_\Sigma \cdot 0,7 \quad (8.2)$$

$$S_T = 88,4 \cdot 0,7 = 61,91 \text{ кВА}$$

На основании вышеизложенных данных для обеспечения собственных нужд подстанции выберем два сухих трансформатора 2хТСН-63/10/0,4 кВ.

9 Релейная защита подстанции «Гибридный центр»

По разным причинам, например, из-за ошибочных действий персонала, резких температурных перепадов, тяжелых погодных условий, а также из-за старения изоляции электрооборудования, могут возникнуть режимы, на которые изоляция электроустановок не предназначена. Такие режимы называются ненормальными и аварийными. Аварийные режимы часто сопровождаются поломками.

Поломки и аварии создают опасность коротких замыканий. Последние, в свою очередь, сопровождаются резкими бросками токов и просадкой напряжения в сетях электроснабжения.

«Следствиями повреждений могут быть:

1) нарушение нормальной работы большого числа потребителей электроэнергии и брак продукции вследствие сильного понижения напряжения в значительной части системы;

2) разрушение поврежденного элемента дугой, часто возникающей при Коротком замыкании (КЗ) в месте нарушения изоляции;

3) разрушение оборудования в неповрежденной части системы в результате теплового и динамического действия токов КЗ, достигающих иногда больших значений;

4) нарушение устойчивости системы, когда ее нормальная работа может быть полностью парализована» [5].

Ненормальные режимы характеризуются отклонением показателей качества электрической энергии от установленных стандартом значений. Это чревато для потребителей и сети. Нормальная работа электроприемников нарушается. Работа энергосистемы становится неустойчивой.

Ненормальные режимы – весьма разнообразны. К ним, например, относятся перегрузки.

«При перегрузках в перегруженном элементе возникают токи, превосходящие длительно допустимые для его значения. При достаточно

большом времени существования этих токов температура токовых частей недопустимо повышается, а их изоляция ускоренно изнашивается или разрушается» [5].

Для предотвращения аварий и ненормальных режимов помимо силовых выключателей применяются специализированные устройства. Реле работают автоматически и приводят к срабатыванию выключателей. Вместе с ними выключателями они образуют релейную защиту установок. Релейная защита является обязательным компонентом электрической части подстанции. Без нее современных распределительных устройств не бывает.

9.1 Расчет дифференциальной токовой защиты силового трансформатора

«Дифференциальная защита уже достаточно широко применялась к концу 19 века и является одной из первых систем защит в истории.

Повреждения обнаруживаются путем сравнения токов, втекающих и вытекающих из защищаемой зоны. Поскольку данная защита является защитой с абсолютной селективностью, действующей без выдержки времени, то возможно ее применение в качестве основной защиты важнейших элементов энергосистемы, к примеру, генераторов, силовых трансформаторов, сборных шин, а также кабельных и воздушных линий электропередачи»[3].

«Продольная дифференциальная токовая защита основана на сравнении токов в начале и конце защищаемого элемента. Для выполнения защиты, например, линии на ее концах устанавливаются измерительные трансформаторы тока с одинаковым коэффициентом трансформации. Вторичные обмотки трансформаторов тока одноименных фаз и реле соединяются с помощью вспомогательных проводов так, чтобы при коротком замыкании вне защищаемой зоны, ограниченной измерительными трансформаторами, ток в реле отсутствовал, а при повреждении внутри зоны был равен току короткого замыкания» [3].

В случае КЗ на защищаемом участке приводит к отключению трансформатора посредством отключения выключателя в цепях высшего и низшего напряжения, отключая его от сети.

По результатам расчетов из таблицы 9.1, коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты трансформатора с реле серии РНТ-565 $K_{ч.предв} = 0,83$ с высокой стороны и $K_{ч.предв} = 0,88$ с низкой стороны, что меньше 2. Следует перейти к расчету защиты с реле серии ДЗТ-11. Схема дифференциальной токовой защиты с реле серии ДЗТ-11 приведена на рисунке 9.1.

9.2 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора с реле типа РНТ-565

Таблица 9. 1 – Расчет дифференциальной защиты с реле РНТ-565

| № п/п | Наименование величины, единица измерения | Обозначение и расчетная формула | $S_{Т.н} = 2500$ кВА числовое значении для сторон | |
|----------|---|---|--|----------|
| | | | 35кВ | 10,5кВ |
| 1 | Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А | $I_n = \frac{S_{Т.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ | 54,61 | 96,2 |
| 2 | Схема соединения трансформаторов тока, коэффициент схемы | - $K_{сх}$ | Δ $\sqrt{3}$ | Y 1 |
| 3 | Коэффициент трансформации трансформаторов тока | K_I | 75/5 | 150/5 |
| 4 | Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора | $I_{н.в} = \frac{I_n \cdot K_{сх}}{K_I}$ | 6,3 | 3,2 |

| | | | | | |
|---|---|--|---|-------|--------|
| 5 | Первичный расчетный ток небаланса без учета составляющей, обусловленной неточностью установки расчётного числа витков реле, А | | $I_{нб.рас} = (k_{ан} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.мах.}^{(3)}$ $k_{ан} = 1; k_{одн} = 1; \varepsilon = 0,1;$ $\Delta U = 0,16$ | 522 | 1740 |
| 6 | Первичный ток срабатывания защиты, А | По условию отстройки от максимального тока небаланса | $I_{сз1} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.рас}$ $k_{отс} = 1,3$ | 678,6 | 2262 |
| | | По условию отстройки от броска тока намагничивания | $I_{сз2} \geq k \cdot I_n$ $k = 1,3$ | 71 | 125,06 |
| 7 | Расчетное условие для выбора уставки реле, А | | $I_{сз.рас}$ | 678,6 | 2262 |
| 8 | Предварительная проверка чувствительности | | $k_{ч.предв.} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{сз.рас}}$ | 0,83 | 0,88 |

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности реле РНТ-565 должен быть $k_{ч} \geq 2$. Исходя из предварительная проверка чувствительности, на стороне ВН реле РНТ-565 не проходит по чувствительности. В таком случае для защиты данного трансформатора необходимо использовать дифференциальную защиту с тормозным реле типа ДЗТ – 11

9.3 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора с реле типа ДЗТ-11

Таблица 9.2 – Расчет дифференциальной защиты с реле типа ДЗТ-11

| № п/п | Наименование величины, единица измерения | Обозначение и расчетная формула | S _{Т.н} = 2500 кВ числовое значение для сторон | |
|----------|--|---|--|---------|
| | | | 35 кВ | 10,5 кВ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Первичный ток на сторонах защищаемого сторонах трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А | $I_n = \frac{S_{T.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ | 54,61 | 96,2 |
| 2 | Схема соединения трансформаторов тока, коэффициент схемы | - K _{сх} | Δ √3 | Y 1 |
| 3 | Коэффициент трансформации трансформаторов тока | K _I | 75/5 | 150/5 |
| 4 | Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А | $I_{н.в} = \frac{I_n \cdot K_{сх}}{K_I}$ | 6,3 | 3,2 |

Страна к трансформаторам тока которой целесообразно присоединить тормозную обмотку: тормозную обмотку целесообразно включить на сумму токов трансформаторов тока, установленных в цепи каждой из расщепленных обмоток.

Произведем расчет минимального тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока, возникающего при броске тока намагничивания.

$$I_{сз.min} = 1,5 \cdot I_n \quad (9.1)$$

$$I_{сз.min} = 1,5 \cdot 54,61 = 81,9 \text{ А}$$

Вычислим ток срабатывания реле для основной стороны, приведенной к стороне ВН

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{k_I} \quad (9.2)$$

$$I_{ср.осн} = \frac{81,9 \cdot 1,73}{75/5} = 9,44 \text{ А}$$

Вычисляем число витков обмотки НТТ реле для основной стороны:

$$W_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}} \quad (9.3)$$

$$W_{осн.расч} = \frac{100}{9,44} = 10,6$$

Примем число витков обмотки НТТ реле для основной стороны равным 11.

Определим уточнённое значение тока, при котором срабатывает защита.

$$I_{сз.min} = \frac{F_{ср} \cdot k_I}{W_{осн} \cdot k_{сх}} \quad (9.4)$$

$$I_{сз.min} = \frac{100 \cdot 75/5}{11 \cdot 1,73} = 78,8 \text{ А}$$

Рассчитаем число витков обмотки НТТ реле для стороны, которая в соответствии с общепринятой трактовкой основных законов релейной защиты и данной курсовой не является установленной на основной стороне.

$$W_{\text{неосн.рас.I}} = \frac{I_{\text{ном.в.осн}}}{I_{\text{ном.в.I}}} \cdot W_{\text{осн}} \quad (9.5)$$

$$W_{\text{неосн.рас.I}} = \frac{6,3}{3,2} \cdot 11 = 21,65$$

Примем число витков обмотки НТТ реле, подключенной к неосновной стороне, равным 22.

Вычисляем первичный расчетный ток небаланса, учитывая составляющую $I_{\text{нб.рас}}$ А.

$$I_{\text{нб.рас}} = \left[(k_{\text{ан}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{k.\text{max}} \right] + \left[\frac{W_{I.\text{рас}} - W_I}{W_{I.\text{рас}}} \cdot k_{\text{ток.I}} - \frac{W_{II.\text{рас}} - W_{II}}{W_{II.\text{рас}}} \cdot k_{\text{ток.II}} \right] \cdot I_{k.\text{max}} \quad (9.6)$$

$$I_{\text{нб.рас}} = \left[(0,1 + 0,16) \cdot 1500 \right] + \left[\frac{21,65 - 22}{21,65} \cdot 0,5 - \frac{21,65 - 22}{21,65} \cdot 1 \right] \cdot 1500$$

$$I_{\text{нб.рас}} = 402 \text{ А}$$

Определяем эмпирически – аналитическим путем число витков тормозной обмотки НТТ реле для неосновной стороны:

$$W_{\text{торм.рас}} = k_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб.рас}} \cdot W_{\text{раб.рас}}}{I_{\text{торм}} \cdot \text{tg} \alpha} \quad (9.7)$$

$$W_{\text{торм.рас}} = 1,5 \cdot \frac{402 \cdot 21,65}{1500 \cdot 0,86} = 10$$

Примем число витков тормозной обмотки, равным 10.

Определим чувствительность защиты при условии поломки тормозящей обмотки, либо её непреднамеренного (или напротив, преднамеренного) хищения или при условии отсутствия торможения.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{k.\text{min}}^2}{I_{\text{сз.мин}}^2} \quad (9.8)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{560}{78,8} = 7,1 > 2$$

Вычисляем вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне ВН.

$$i_{p1} = \frac{I_{k.min}^2 \cdot k_{cx}}{k_{ВН}} \quad (9.9)$$

$$i_{p1} = \frac{560 \cdot 1,73}{75/5} = 64,6 \text{ A}$$

Вычисляем вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне НН и тормозной обмотке, А

$$i_{p2} = i_{\text{торм.р}} = \frac{2 \cdot I_{k.min}^2 \cdot \frac{U_{\text{max.ВН}}}{U_{\text{ном.НН}}} \cdot k_{cx}}{k_{НН}} \quad (9.10)$$

$$i_{p2} = i_{\text{торм.р}} = \frac{2 \cdot 560 \cdot \frac{37}{10,5} \cdot 1}{150/5} = 131,5 \text{ A}$$

Вычисляем рабочую МДС НТТ реле, А

$$F_{\text{раб}} = \sum_{i=1}^n i_{pi} \cdot W_i \quad (9.11)$$

$$F_{\text{раб}} = 64,6 \cdot 11 + 131,5 \cdot 22 = 3603,6 \text{ A}$$

Определяем тормозную МДС НТТ реле

$$F_{\text{торм}} = i_{\text{торм.р}} \cdot W_T \quad (9.12)$$

$$F_{\text{торм}} = 131,5 \cdot 10 = 1315 \text{ A}$$

Произведём вычисление рабочей МДС, при которой срабатывает реле в условиях, когда защита находится на грани срабатывания при рассматриваемом К.З.

$$F_{\text{раб.ср}} = 1200 \text{ A}$$

Вычисляем результирующий коэффициент чувствительности:

$$k_u = \frac{F_{\text{раб}}}{F_{\text{раб.сп}}} \quad (9.13)$$

$$k_u = \frac{3603,6}{1200} = 3 > 2$$

Схема включения ДЗТ-11 представлена на рисунке 9.1.

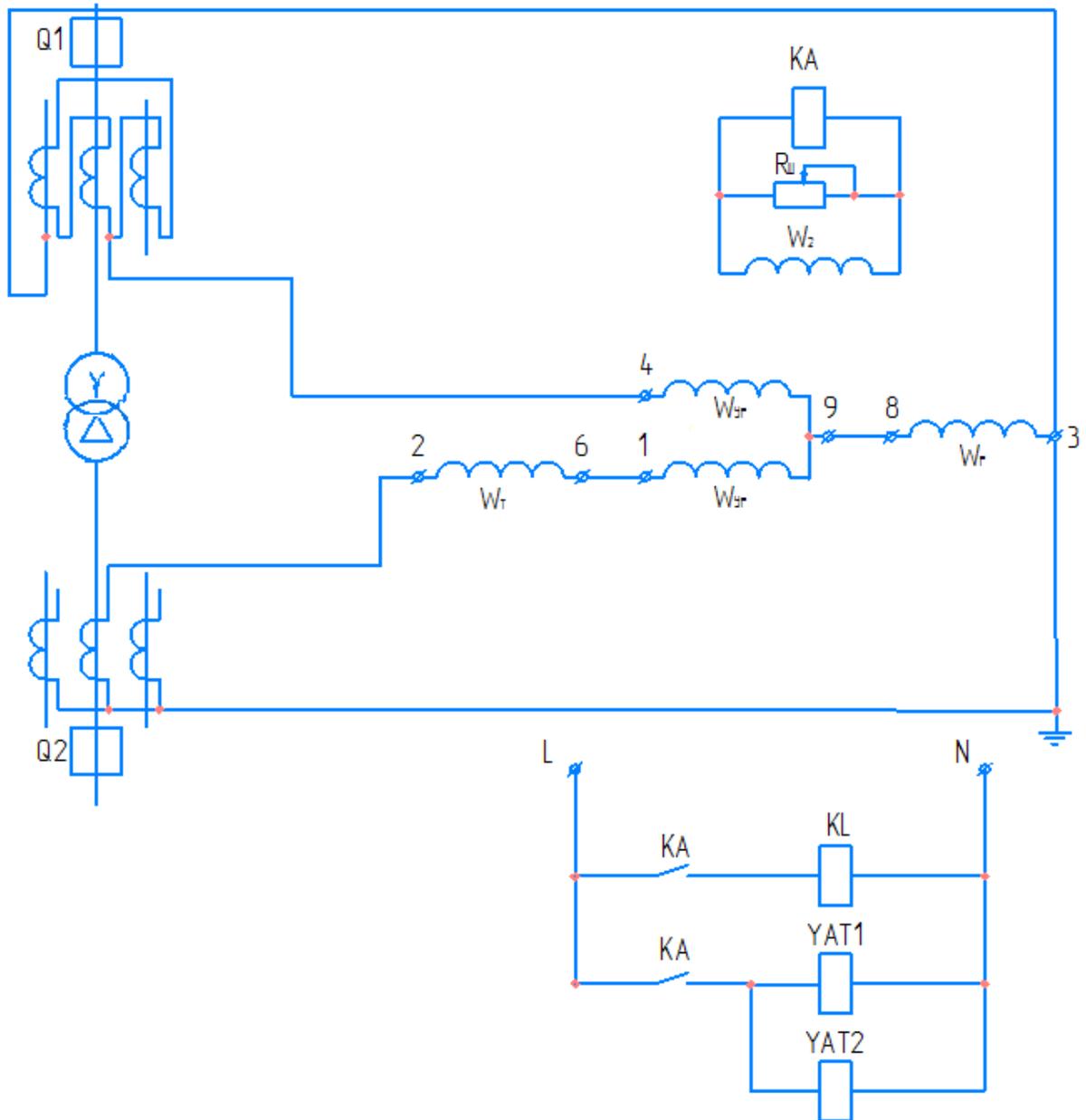


Рисунок 9.1 – Схема включения обмоток дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11

9.4 Расчет максимальной токовой защиты секционных выключателей

МТЗ вместе с дифференциальной защитой служит для предотвращения повреждения оборудования и линий в зоне действия защиты, в случае возникновения КЗ или длительной перегрузки.

МТЗ имеет выдержку времени срабатывания, вследствие этого не является быстродействующей, но при этом данная защита позволяет исключить отключения линии при перегрузках или при КЗ вне зоны действия защиты. Исходные данные для расчета уставок реле и результаты расчетов приведены в таблице 6. Схема МТЗ трансформатора ТМ-2500/35/10 приведена на рисунке 9.2.

Для МТЗ трансформатора на стороне ВН:

$$I_{cз} = \frac{k_n \cdot m_{сн} \cdot I_n}{k_g} \quad (9.14)$$

$$I_{cз} = \frac{1,2 \cdot 1,4 \cdot 54,61}{0,8} = 114,7 \text{ А}$$

Для МТЗ трансформатора на стороне НН:

$$I_{cз} = \frac{k_n \cdot m_{сн} \cdot I_n}{k_g} \quad (9.15)$$

$$I_{cз} = \frac{1,2 \cdot 1,4 \cdot 96,2}{0,8} = 202,2 \text{ А}$$

Для реле защиты от перегрузки:

$$I_{cз} = \frac{k_n \cdot I_n}{k_g} \quad (9.16)$$

$$I_{cз} = \frac{1,05 \cdot 96,2}{0,8} = 126,26 \text{ А}$$

Для реле, отвечающего за включение системы принудительного воздушного охлаждения:

$$I_{сз} = 0,7 \cdot I_n \quad (9.17)$$

$$I_{сз} = 0,7 \cdot 96,2 = 67,34 \text{ А}$$

Поскольку мощность трансформатора не превышает 63 МВА, обдувка со стороны ВН не требуется.

Для реле блокировки регулятора:

$$I_{сз} = 2 \cdot I_n \quad (9.18)$$

$$I_{сз} = 2 \cdot 96,2 = 192,4 \text{ А}$$

Расчет систем защиты трансформатора произведем при условии реагирования реле на изменение тока в каждой обмотке по отдельности.

Результаты дальнейшего расчета представлены в таблице 6.

Для РТ-140/6 в схеме системы обдувки применим последовательное соединение катушек, для остальных – параллельное.

Схемы включения МТЗ секционного выключателя и трансформатора представлены на рисунках 9.2 и 9.3, соответственно.

Таким образом, расчет МТЗ трансформатора и секционных выключателей произведен, уставки и модели РТ-140 (реле тока с исполнением в модульном корпусе) выбраны.

Таблица 9.3 – Расчет уставок реле от перегрузки, обдувки реле токовой блокировки регулятора трансформаторов

| Наименование величины | Обозначение и расчетная формула | Трансформатор 40 МВА | | | | |
|--|--|------------------------|--------------------------|--|---------------------------------|------------------------------------|
| | | МТЗ на стороне | | Защита от перегрева на стороне 10,5 кВ | Реле обдувки на стороне 10,5 кВ | Реле блокировки на стороне 10,5 кВ |
| | | 35 кВ | 10,5 кВ | | | |
| Первичные номинальные токи, А | $I_n = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ | 54,61 | 96,2 | 96,2 | | |
| Кратность сверхтока нагрузки | $m_{сн}$ | 1,4 | 2 | - | - | - |
| Коэффициент трансформации и схема соединения | k_T | 75/5 | 150/5 | 150/5 | | |
| Ток уставки реле, А | $i_{cp} = \frac{k_{ex} \cdot I_{cз}}{k_T}$ | 7,77 | 6,74 | 4,2 | 2,24 | 6,4 |
| Коэффициент чувствительности защиты | $k_q = \frac{I_{k.min}^{(2)}}{I_{cз}}$ | 4,8 > 1,5 | 10 > 1,5 | - | - | - |
| Тип реле и пределы уставки | | PT-140/20 10 ... 20 | PT-140/20 10 ... 20 А | PT-140/6 3... 6 А | PT-140/6 1,5... 3 А | PT-140/10 5...10 А |

Таблица 9.4 – Расчет максимальной токовой защиты секционных выключателей

| Наименование величины | Обозначение и расчетная формула | $S_{т.ном} =$ 2,5МВА |
|---|---|------------------------------------|
| | | $U_{ном} = 10,5$ |
| Коэффициент трансформации и схема соединения ТА | k_T | 150/5=30 $\kappa_{сх} = 1$ Y |
| Первичный расчетный ток срабатывания защиты на вводе 10 кВ силового трансформатора, А | $I_{сз}$ - защита ввода от трансформатора | 202,2 |
| Первичный расчетный ток срабатывания защиты секционного выключателя по условию согласования с защитой трансформатора, А | $I_{сз} = k_c \cdot I_{сз}$ $k_c = 0,85$ | 171,87 |
| Ток уставки реле, А | $i_{с.р.} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз}}{k_T}$ | 5,73 |
| Чувствительности защиты | $\kappa_{ч} = \frac{I_{k\min}^{(2)}}{I_{сз}}$ | 11,6 > 1,5 |
| Тип реле и пределы уставки | | РТ-140/20 10...20А |

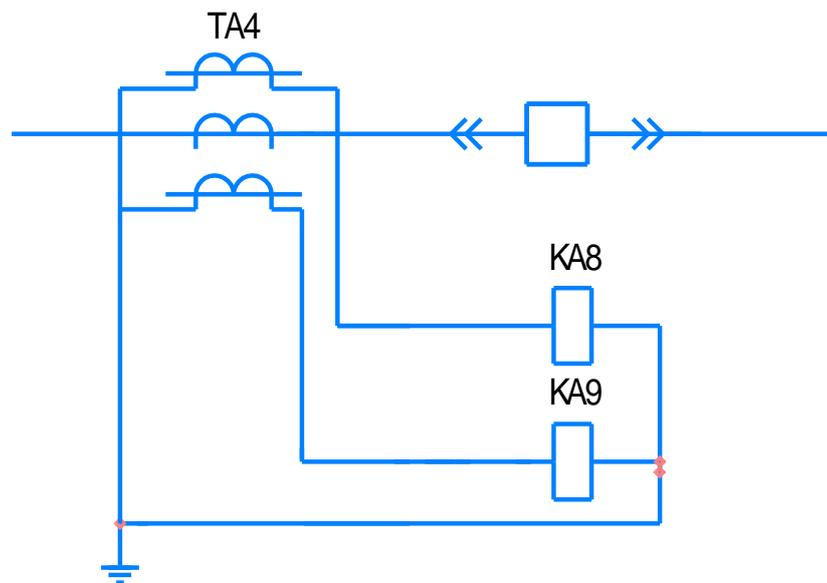


Рисунок 9.2 – Схема включения МТЗ секционного выключателя

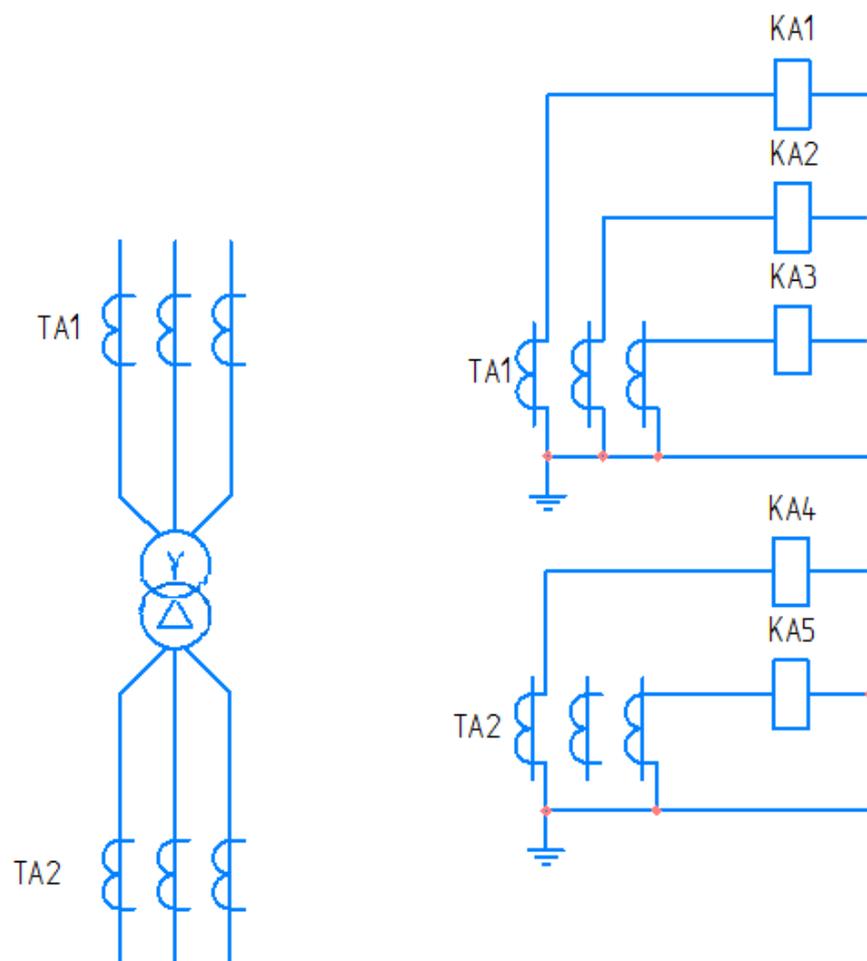


Рисунок 9.3 – Схема МТЗ трансформатора

10 Расчет защитного заземления подстанции

Для понизительных подстанций при основном напряжении 10-35кВ заземляющее устройство используют в виде прямоугольника из металлической полосы.

Для расчета защитного заземления подстанции используем следующие параметры указанные в таблице 10.1:

Таблица 10.1 – Параметры для расчета заземления

| | |
|-------------------------------|--------------------------------------|
| Длина стержней | $l = 5 \text{ м}$ |
| Диаметр стержней | $d = 0,95 \cdot b = 0,475 \text{ м}$ |
| Расстояние между стержнями | $a = 10 \text{ м}$ |
| Сопротивление заземления | $R_z = 0,5 \text{ Ом}$ |
| Глубина закладки полосы | $t = 0,7 \text{ м}$ |
| Удельное сопротивление грунта | $r = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ |

Определим сопротивление одного вертикального стержня:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right) \right] \quad (10.1)$$

Где $t' = \frac{t+l}{2 \cdot 1} \approx 3 \text{ м}$; $K_c = 1,25$ – коэффициент сезонности (климатическая зона II);

$\rho_{расч} = \rho_{гр} \cdot K_c = 100 \cdot 1,25 = 125 \text{ Ом}$ – расчетное сопротивление грунта.

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

Определяем необходимое количество вертикальных стержней:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c} \quad (10.2)$$

Где $n_c = 0,78$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

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

Определяем сопротивление заземляющей полосы:

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.з}}{L} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}\right) \quad (10.3)$$

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot 450}{101} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 101^2}{0,04 \cdot 0,5}\right) = 22,56 \text{ Ом}$$

Где $L = A + B \cdot 2 = 31 + 35 \cdot 2 = 101 \text{ м}$ – периметр подстанции;

$\rho_{расч.з} = \kappa_c \cdot \rho_{зр} = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, определяется с учетом коэффициента сезонности для климатической зоны II.

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{IIK} = \frac{R_{II}}{n_{II}} \quad (10.4)$$

$$R_{IIK} = \frac{22,56}{0,27} = 83,6 \text{ Ом}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлений:

$$R = \frac{R_{IIK} \cdot R_3}{R_{IIK} + R_3} \quad (10.5)$$

$$R = \frac{83,6 \cdot 0,5}{83,6 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом}$$

Определяем уточнённое количество стержней:

$$N_c' = \frac{R_c}{R \cdot n_c} \quad (10.6)$$

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

Принимаем 60 стержней.

11 Расчет молниезащиты подстанции

Надежность защиты принимаем равной 0,99, тогда:

$$h_0 = 0,8 \cdot h; \quad (11.1)$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h \quad (11.2)$$

Высота защищаемых объектов $h_x = 4$ м. Тогда:

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (11.3)$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{12 \cdot (12 - 4)}{12} = 8 \text{ м}$$

Для защиты прочих объектов подстанции применим молниеотводы СМ-15, высотой 20 м. Для участка ремонтной перемычки и разъединителей на стороне 35 кВ при высоте защищаемых объектов 7 м, защищаемый радиус составляет:

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{16 \cdot (16 - 7)}{16} = 9 \text{ м}$$

К установке на данном участке принято два молниеотвода СМ-20.

Для защиты здания ЗРУ от прямых ударов молний применим два молниеотвода СМ-20. Рассчитаем защищаемый радиус при высоте ЗРУ 4,8 м.

$$r_{x5} = r_{x6} = \frac{16 \cdot (16 - 4,8)}{16} = 11,2 \text{ м}$$

Схема расположения молниеотводов представлена в графической части курсовой работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция понизительной ПС 35/10 «Гибридный центр» расположенной в Ставропольском районе Самарской области в связи с физическим износом основного оборудования, а именно: был произведён расчет токов короткого замыкания и по ним выбрано новое оборудование электрической подстанции.

Производился выбор и замена силовых трансформаторов, элементов оснащения подстанции высоковольтного электротехнического оборудования, так и релейной защиты и автоматики.

Выбран оперативный ток и определен трансформатор собственных нужд.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Текст]. – Москва : Издательство стандартов, 2009. – 96 с.
2. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. . – Москва : Издательство стандартов, 2009. – 96 с.
3. Ершов А. М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ: учебное пособие: Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. 152 с.
4. Сошинов А. Г., Копейкина Т. В. Разработка электрической части понижающей трансформаторной подстанции: учеб. пособие: Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2014. 64 с
5. Кочетков Н. П. [и др.]. Электроснабжение: расчет максимальной токовой защиты сельской распределительной сети: учебное пособие: Ижевск: ФГБОУ ВО Ижевская ГСХА, 2017. 48 с.
6. Основные технические характеристики ограничителей перенапряжения ОПН-35 и ОПНп-35 кВ [Электронный ресурс] : URL: <http://www.razrad.ru/cat/opn-35-opnp-35-ux11/> (дата обращения: 22.05.2018).
7. Основные технические характеристики ограничителей перенапряжения ОПН-10 и ОПНп-10 кВ [Электронный ресурс] : URL: <http://www.razrad.ru/cat/opn10-opnp10/> (дата обращения: 22.05.2018).
8. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения до 35 кВ включительно [Электронный ресурс] : URL: http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_35kv.php?GALLERY_I D=11 (дата обращения: 26.04.2018).
9. Технические данные выключателей [Электронный ресурс] : URL: <https://studfiles.net/preview/1004743/page:44/> (дата обращения: 9.05.2018).

10. Деревянко Ю. А. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). СПб. : ДЕАН, 2015. 704 с.
11. ГОСТ 11920-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. М: Госстандарт СССР, 1986. 39 с.
12. Балдин М. Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей: справочник. М. : ЭНАС, 2014. 208 с.
13. Лыкин А. В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях : учеб. Пособие. Новосибирск. : НГТУ, 2013. 115 с.
14. Разъединители РГ и РГП 35-110 кВ [Электронный ресурс] : URL: <http://www.razrad.ru/cat/rg35-110/> (дата обращения: 19.05.2018).
15. Коробов Г. В., Картавец В. В., Чермисинова Н. А. Электроснабжение. Курсовое проектирование : учеб. пособие. СПб. : Лань, 2014. 192 с.
16. Сибикин Ю. Д. Электрические подстанции: учебник для вузов. М. : РадиоСофт, 2014. 358 с.
17. Кудрин Б. И. Электроснабжение: учеб. для студентов вузов, обуч. по направлению бакалавров. М. : Академия, 2015. 351 с.
18. Титков В. В., Халилов Ф. Х. Перенапряжение и молниезащита : учеб. пособие. СПб. : Лань, 2016. 221 с.
19. Improving the cooling performance of electrical distribution transformer using transformer oil – Based MEPCM suspension / *Mushtaq Ismael Hasan* // Engineering Science and Technology, an International Journal. 2017;20(2):502-51 (Режим доступа: <https://doaj.org/article/89c724aff3de43b5a0084770e358323d>).
20. The Effect of Phase-to-earth Faults on the Operating Conditions of a Separated 110 kV Grid Normally Operated with Effectively Earthed Neutral, and Temporarily Supplied from a Compensated 110 kV Grid / *Wilhelm Rojewski* // Acta Energetica. 2015; 23(2): 114-119. Режим доступа: <https://doaj.org/article/1fcec2e608e948a49da0f99b761a6ac7>.

21.Backup power supply system analysis / Bohuslav Lakota // Advances in Electrical and Electronic Engineering. - Czech Republic, 2015. – PP. 115-119. Режим доступа: <https://doaj.org/article/5bdb08887dc549b3b983fe2c231ac1b0>.

22.Method for determining quality indicators of electrical power / : *Ion S. Antoniu* // Annals: Series on engineering sciences. 2017;1(1):7-14. Режим доступа: <https://doaj.org/article/08e56a7bc5c149dc993066fdc62470bc>.

23.Implementation of fuzzy modeling system for faults detection and diagnosis in three phase induction motor drive system / Shrouk Ossama Ibrahim // Journal of Electrical Systems and Information Technology. 2015;2(1):27-46. Режим доступа: <https://doaj.org/article/606a2e09d5e449adb6322ab770c63ed7>.