

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
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 Повышение энергоэффективности электрооборудования подстанции
ПАО «МРСК Волги»

Студент

В.Ю. Малюгин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шаповалов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

А.В. Кириллова

(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)

« _____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В данной работе был выполнен анализ состояния электрооборудования ПАО «МРСК Волги» подстанции 35/10кВ «Русские выселки». В ходе анализа было выявлено, что оборудование подстанции технически и морально устарело и нуждается в улучшении и замене. Показатели загрузки трансформатора превышает предписанные нормативные значения, было решено заменить силовые трансформаторы на более мощные. В результате исследования было принято решение о замене имеющихся трансформаторов мощностью 6300 и 4000кВА, на два трансформатора мощностью 6300кВА. Проведен выбор оборудования на открытом распределительном устройстве 35кВ с учетом роста трансформаторной мощности. Все оборудование было рассчитано на устойчивость к токам КЗ. За счет улучшения сети подстанции будет предусмотрена возможность подключения новых будущих потребителей. Защита оборудования осуществляется интегрированием в систему современной микропроцессорной защиты. Был произведен расчет молниезащиты и заземляющего устройства с учетом включения нового оборудования.

Пояснительная записка содержит 64 страницы, 8 рисунков и 14 таблиц.

Графическая часть представлена на 6 листах формата А1.

Abstract

The topic of the graduation work is "Improving the energy efficiency of electrical substation 35/10 kV" Russkie Vyselki". The substation is located in the Samara region.

The graduation work consists of an explanatory note on 64 pages, introduction, including 8 figures, 14 tables, the list of 20 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets

In the work the current state of the substation equipment 35/10 kV "Russkie Vyselki" is analyzed, and the decision is made to replace outdated equipment with more powerful one.

The requirements for the transformer are set by the standard requirements. Then we analyze 6300 kVA and 4000 kVA transformers and choose two 6300 kVA transformers instead.

During the research the replacing power transformers is done and the switch on the open switchgear 35 kV is chosen.

We also consider the need to install a modern microprocessor protection system "Sirius".

The relay equipment has been designed to measure short-circuit currents. The set points of the relay transformer are calculated to protect the device.

In conclusion we'd like to stress that all these measures are necessary to improve the energy efficiency of the 35/10 kV substation "Russkie Vyselki". Significant progress has been made in understanding the design of the substation. Replacing equipment with a newer one had a large (positive) effect on the substation and fully optimized its operation.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Анализ главной схемы ПС 35/10 кВ «РусскиеВыселки».....	8
1.1 Географическое расположение ПС 35/10 кВ «РусскиеВыселки».....	8
1.2 Технические показатели ПС 35/10 кВ «РусскиеВыселки».....	9
1.3 Необходимость реконструкции подстанции «РусскиеВыселки»	10
1.4 Оценка загрузки силовых трансформаторов подстанции «Русские Выселки»	11
2 Выбор силовых трансформаторов.....	15
2.1 Определение номинальной мощности силового трансформатора	15
2.2 Определение технико-экономических показателей базового варианта установки силового трансформатора.	16
3 Определение значений токов короткого замыкания	22
3.1 Определение расчетной схемы понизительной подстанции и ее схемы замещения	22
3.2 Нахождение элементов схемы	24
3.3 Определение ТКЗ в К1	24
3.4 Определение ТКЗ в К2.....	25
4 Выбор электротехнического оборудования	27
4.1 Силовые выключатели ПС «РусскиеВыселки»	27
4.2 Разъединители ПС «РусскиеВыселки».....	29
4.3 Измерительные ТТ ПС «РусскиеВыселки».....	31
4.4 Измерительные ТН ПС «Русские Выселки» на стороне 35кВ	33
4.5 Электротехническое оборудование – 10кВ	34
4.6 Измерительные ТТ ПС «РусскиеВыселки».....	36
4.7 Измерительные ТН ПС «РусскиеВыселки»	39
5 Релейная защита и автоматика.....	40
5.1 Выбор типа РЗА.....	40
5.2 Защита понизительных трансформатора «РусскиеВыселки»	41
5.3 Расчет установок защит	41
5.4 Определение установок ДЗТ с функцией торможения	46
5.5 Определение установок ДТО	50

6	Выбор трансформаторов собственных нужд ПС «РусскиеВыселки»	51
7	Определение параметров системы молниезащитыподстанции	56
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	62
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	64

ВВЕДЕНИЕ

Одной из главных отраслей поддержания стабильной жизни населения является электроэнергетическая промышленность России, которая продолжила обеспечивать население страны тепловой и электрической энергией даже после распада СССР. Но со временем экономические показатели отрасли стали снижаться, ухудшились показатели надежности оборудования и снабжения предприятий.

В наше время главной проблемой электроэнергетической промышленности является сильный износ оборудования подстанций. Проводимых тендеров крупных государственных и частных компаний недостаточно для переоборудования подстанций под современные требования растущей экономики страны. Согласно статистике за 2018 год износ оборудования находится на уровне 75% и может быть выше, если принимать все муниципальные регионы России.

Масштабное переоборудование подстанции является ответом страны на сильный износ оборудования. В результате выработки подстанций своих предусмотренных мощностей, подстанция перестает соответствовать нормам надежности и становится опасной в эксплуатации. Постоянный выход из строя оборудования крайне негативно складывается на экономическом состоянии страны.

В данной работе как пример была рассмотрена понизительная подстанция «Русские Выселки» 35/10 кВ, находящиеся в Ставропольском районе Самарской области. Она является ярко выраженным примером проблем подстанции по России. Необходимость реконструкции подстанции обусловлено постоянным снижением надежности оборудования, морально устаревшим оборудованием и выработкой срока службы оборудования. Все это негативно влияет на надежность электроснабжения потребителей и повышает вероятность отказа оборудования.

Целью работы является реконструкция электрической части понизительной подстанции, которая будет полностью удовлетворять современным требованиям качества и надежности.

Для достижения поставленной в работе цели необходимо решить следующие задачи:

Выполнить анализ и составить план по замене оборудования подстанции ПАО "МРСК Волги" подстанции «Русские выселки» и рассчитать постоянную нагрузку силовых трансформаторов:

1. Выполнить анализ оборудования подстанции «Русские Выселки» и определить загрузку силовых трансформаторов.
2. Определить уровни токов короткого замыкания на стороне ВН и НН.
3. Выполнить расчет системы заземления и молниезащиты подстанции «Русские Выселки» с учетом замены оборудования.
4. Определить оборудование и выполнить расчет микропроцессорной защиты на силовых трансформаторах подстанции.

Предпочтение по выбору оборудования отдавалось отечественному производителю электрооборудования, из-за более приемлемой конструктивной совместимости и уменьшения расходов на модернизацию.

1 Анализ главной схемы ПС 35/10кВ «Русские Выселки»

1.1 Географическое расположение ПС 35/10кВ «Русские Выселки»

ПС 35/10кВ «Русские Выселки» входит в структуру Жигулевского производственного отделения Самарских распределительных сетей. Подстанция введена в работу 1 января 1952 года.

Подстанция «Русские Выселки» 35/10кВ расположена в Ставропольском районе, Самарской области. Согласно имеющийся внешней электрической схеме питания подстанция установлена для электроснабжения близлежащих потребителей и является не приспособленной для дальнейшей подачи электроэнергии. Питание подстанции осуществляется по одной воздушной линии 35кВ. Типовая схема ПС 35/10кВ «Русские Выселки» представлена на рисунке 1.2.



Рисунок 1.1 – План расположения подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки»

Как было выяснено, питания подстанции от одной воздушной линии 35кВ недостаточно, и был поднят вопрос о повышении надежности подстанции путем прокладки второй воздушной линии электропередачи напряжение в 35кВ. Поэтому в работе при проектировании

распределительного устройства учитывается возможность присоединения второй ВЛ для подстанции «Русские Выселки».

1.2 Технические показатели ПС 35/10кВ «Русские Выселки»

ПС 35/10кВ «Русские Выселки», согласно схеме питания, запитана по одной линии 35кВ «Кирпичная». В настоящее время на подстанции установлено следующее оборудование:

- масляные выключатели типа ВМ-35 – 2шт;
- ТДН 4000/35/10 –У-1 – 1шт;
- ТДН 6300/35/10 – У-1 –1шт;
- разрядники вентильные РВС-35;
- разрядники вентильные РВП-10.

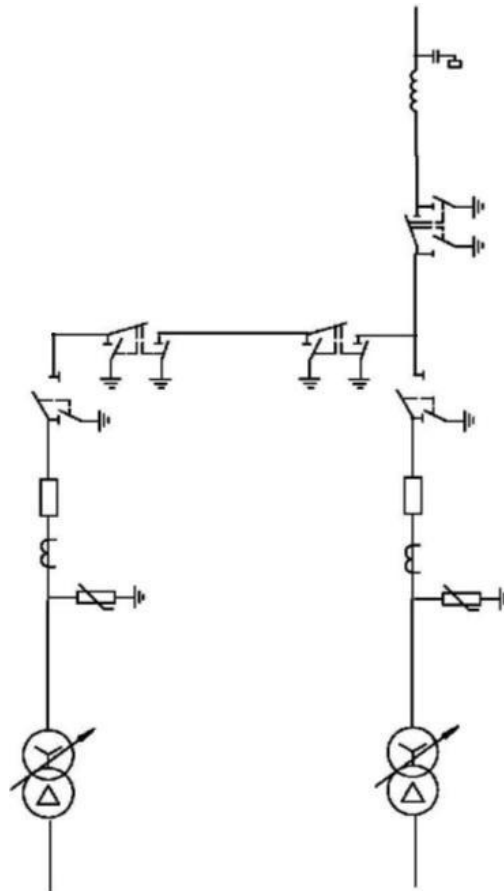


Рисунок 1.2 – Главная электрическая схема подстанции ПС «Русские Выселки»

1.3 Необходимость реконструкции подстанции «Русские Выселки»

На подстанции с установленными интервалами выполнялись ремонтные работы. Самым главным и дорогостоящим элементом любой подстанции являются силовые трансформаторы. При постоянных перегрузках этот элемент подстанции подвергается значительному износу, и в следствии разрушается обмотка трансформатора. Так же два различных по мощности силовых трансформатором не вырабатывают предусмотренного КПД.

В распределительном устройстве 10кВ ПС «Русские Выселки» в эксплуатации находится масляные выключатели марки ВПМ – 10. Из-за конструктивного несовершенства и низкого уровня пожаробезопасности эти выключатели были сняты с массового производства. По этой причине ремонтные службы жигулевского производственного объединения не могут должным образом модернизировать и ремонтировать данные выключатели. Отсутствие запасных частей делает обслуживание системы крайне неудобным.

Необходимо выполнить следующие мероприятия при реконструкции:

- установить на РУ-10кВ вакуумные выключатели;
- в распределительном устройстве 35кВ к установке применить выключатели вакуумные;
- установить новые измерительные трансформаторы тока и измерительные трансформаторы напряжения (ТН).

1.4 Оценка загрузки силовых трансформаторов подстанции «Русские Выселки»

Оценку загрузки силовых трансформаторов необходимо произвести, исходя из максимальной мощности подстанции. Максимальная активная мощность подстанции «Русские Выселки», согласно данным эксплуатирующей организации составляет $P^{\max} = 8,2$ МВт, а величина максимальной полной мощности подстанции $S^{\max} = 9,1$ МВА. Зная полную мощность подстанции и учитывая, что нагрузка между трансформатором Т1-ТМН 4000/35/10 и Т2-ТМН 6300/35/10 распределена равномерно, определим загрузку каждого силового трансформатора.

Коэффициент загрузки определим из выражения:

$$k_3 = \frac{0,5 \cdot S_{\text{ПС}}^{\max}}{S_{\text{T}}} = 1,13$$

Для трансформатора Т1:

$$k_3 = \frac{0,5 \cdot 9,1}{4} = 1,13$$

Для трансформатора Т2:

$$k_3 = \frac{0,5 \cdot 9,1}{6,3} = 0,722$$

Полученные значения коэффициентов загрузки трансформаторов Т1 и Т2 не соответствуют номинальным значениям, поэтому необходимо рассмотреть вопрос замены силовых трансформаторов.

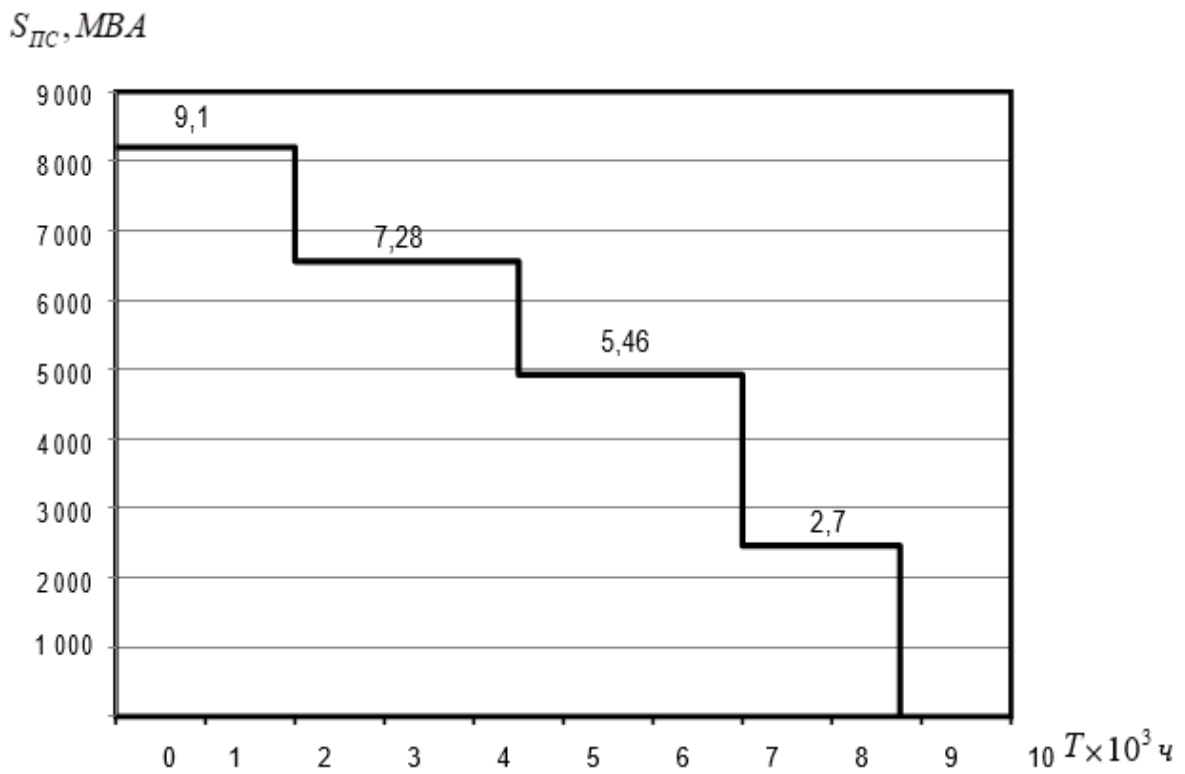


Рисунок 1.3 – Упорядоченный годовой график полной мощности подстанции

Для определения потребляемой энергии на подстанции построим годовой график активно мощности, представленный на рисунке 1.4.

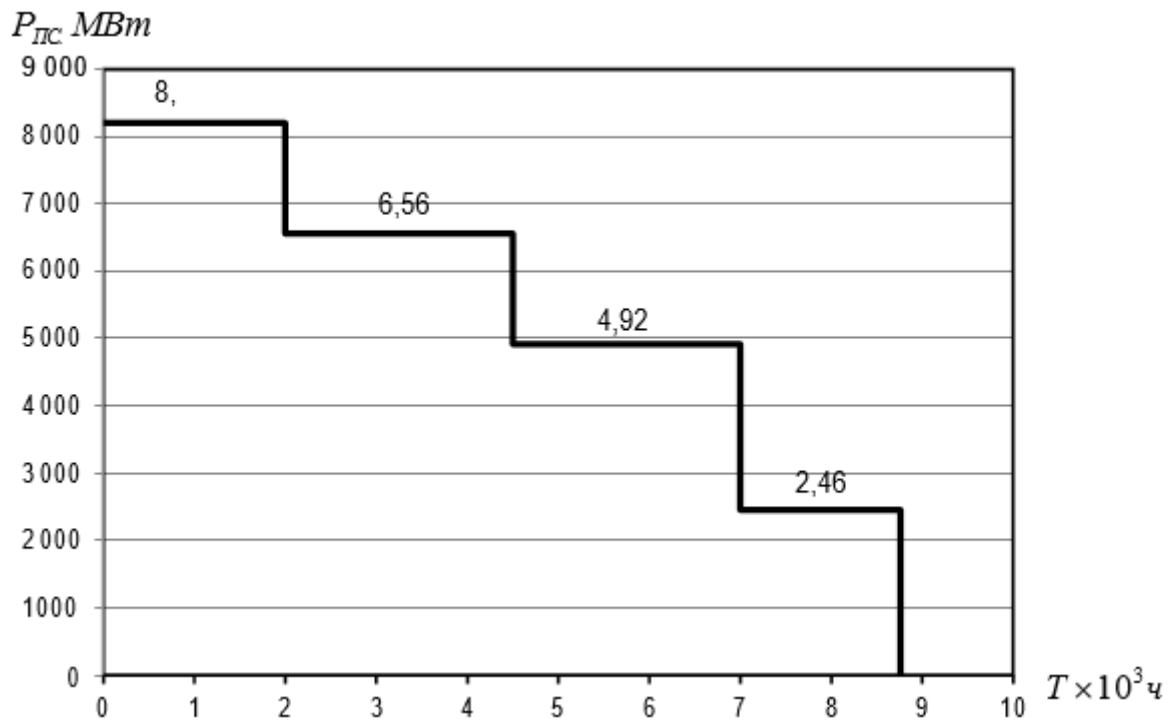


Рисунок 1.4 – Годовой график активной мощности подстанции

Определим потребляемую энергию по всей подстанции, согласно годовому графику нагрузки по выражению:

$$W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t_i \quad (1.1)$$

где P_{in} – значение активной мощности на каждой ступени годового графика активной мощности подстанции (значения подписаны на каждой ступени на рисунке 1.3), МВт; t_i – длительность каждой ступени годового графика активной мощности подстанции, ч.

Для значений графика на рисунке 1.4 используя выражение (1.1) получим:

$$W_{\text{ПС}} = 8,2 \cdot 2 + 6,56 \cdot 2,5 + 4,92 \cdot 2,5 + 2,46 \cdot 1,76 = 49,43 \text{ (МВт ч)}$$

Выполним расчет параметров годового графика нагрузок подстанции.

К параметрам графика относятся продолжительность максимальной годовой нагрузки, которая определяется из выражения:

$$T_M = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{ПС}}^{\text{макс}}} = \frac{49,43}{8,2} = 6,028 \cdot 10^3 \text{ч}$$

Также определим коэффициент заполнения годового графика нагрузки подстанции по выражению:

$$k_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6028}{8760} = 0,688 \text{ ч.}$$

2 Выбор силовых трансформаторов

Для определения типа и мощности силового трансформатора, который необходимо установить на объекте, выполним расчет технико-экономической эффективности. Для этого необходимо сравнить затраты на установку каждого силового трансформатора каждого типа и сравнить стоимость потерь электрической энергии в них, в соответствии с годовым графиком нагрузки объекта.

2.1 Определение номинальной мощности силового трансформатора

Используя значение максимальной полной мощности подстанции, (полученной в п.1) выполним расчет необходимой мощности силового трансформатора для установки на понизительной подстанции «Кушва».

Значение полной мощности силового трансформатора определяются из следующего условия:

$$S_{\text{НОМТ}} \geq \frac{S_{\text{ПС}}^{\text{макс}} \cdot K_{1-2}}{k_{\text{пер}} \cdot n - 1} \quad (2.1)$$

Примем значение максимальной полной мощности, определенной в п.1 $S_{\text{ПС}}^{\text{макс}} = 9,1 \text{ МВА}$; коэффициент участия потребителей первой и второй категории надежности примем равным 0,85; коэффициент нагрузки для двух трансформаторной подстанции примем равным $k_{\text{пер}} = 1,4$ и число трансформаторов на подстанции $n=2$.

Тогда условие выбора номинальной мощности силового трансформатора примет вид:

$$S_{\text{НОМТ}} \geq \frac{9,1 \cdot 0,85}{1,4(2 - 1)}$$

$$S_{\text{НОМТ}} \geq 5,525 \text{ (МВА)}$$

Таким образом выбираемая мощность силового трансформатора на подстанции должна быть больше 5,525 МВА, согласно стандартной таблице

мощностей силовых трансформаторов для оценки технико-экономической эффективности примем для базового варианта силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА.

2.2 Определение технико-экономических показателей базового варианта установки силового трансформатора.

Исходя из выбранных значений полной мощности базового варианта силового трансформатора – 10 МВА, по справочным и каталожным данным выберем силовой трансформатор марки ТМН 6300/35/10 кВ.

Первым этапом необходимо выполнить расчет потерь электрической энергии в силовом трансформаторе. Для этого выполним расчет приведенных потерь мощности в силовом трансформаторе марки ТМН 6300/35/10 кВ. Таблица 2.1 – Каталожные данные силового трансформатора базового варианта

Тип силового трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	Напряженность короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт	Потери холостого хода, кВт	Ток холостого хода, %
ТДН	6300	38,5	10,5	7,5	33,5	5,5	0,9

Для трансформатора (каталожные данные которого представлены в таблице 2.1.) необходимо выполнить расчет потерь мощности. Расчет выполняется согласно методике, представленной в [18].

Для двух-обмоточного трансформатора, без расщепления обмотки низкого напряжения, методика расчета потерь мощности включает в себя следующие этапы.

Определим значение коэффициента загрузки выбранного трансформатора, исходя из условия максимальной мощности подстанции, размерность мощностей принята кВА:

$$k_3 = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{нам Т}}, \quad (2.2)$$

Далее необходимо определить величину потерь реактивной мощности в режиме холостого хода, квар:

$$Q_{XX} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{\text{НОМТ}} \quad (2.3)$$

Следующим этапом определим величину потерь реактивной мощности в режиме короткого замыкания, квар:

$$Q_{\text{КЗ}} = \frac{u_{\text{КЗ}}}{100} \cdot S_{\text{НОМТ}} \quad (2.4)$$

Величина нагрузочных потерь в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания определяются из выражения:

$$P'_k = \Delta P_k + k_{un} \cdot Q_{\text{КЗ}} \quad (2.5)$$

Значение величины приведенных потерь активной мощности в режиме холостого хода определяются из выражения:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_{\text{КЗ}} \quad (2.6)$$

В итоге, значение величины приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе складывается из значений, полученных в выражениях (2.1, 2.4, 2.5):

$$P'_T = P_x + k_3^2 \cdot P'_k \quad (2.7)$$

Результаты расчета приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе согласно представленной методике (2.2-2.7) представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета потерь мощности силового трансформатора

Параметр	Формула для определения параметра	Результат расчета
Приведенные потери активной мощности в трансформаторе, кВт	$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k$	127,7838212
Коэффициент загрузки силового трансформатора	$k_3 = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{нам Т}}$	1,446031746
Приведенные потери мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт	$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x$	8,335
Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода, квар.	$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{ном Т}$	56,7
Приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора, кВт.	$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_{кз}$	57,125
Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания, квар.	$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{ном Т}$	472,5

Определим потери электрической энергии в силовом трансформаторе ТДН 6300/35/10 в соответствии с годовым графиком нагрузки подстанции представленном на рисунке 1.2.

Расчет потерь электрической энергии выполняется по формуле:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{k.i}. \quad (2.8)$$

Потери электрической энергии в силовом трансформаторе складываются из двух составляющих:

- потерь электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i \quad (2.9)$$

- потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot T_i \cdot k_{3i} \quad (2.10)$$

Расчет выполняется для каждой ступени годового графика нагрузки подстанции, i -номер ступени годового графика нагрузок.

На каждой ступени годового графика нагрузок необходимо определить возможность отключения одного из силовых трансформаторов. Для этого выполним расчет значения полной экономической мощности подстанции по выражению:

$$S_{\text{э ПС}} = S_{\text{НОМ Т}} \cdot \sqrt{n \cdot n - 1 \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} \quad (2.11)$$

Для базового варианта экономическая мощность равна:

$$S_{\text{э ПС}} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot 2 - 1 \cdot \frac{8,335}{57,125}} = 3936,98 \text{ (кВА)}$$

Для удобства выполнения расчетов составим таблицу 2.3. где занесем все выполненные расчеты.

Таблица 2.3 –Расчет потерь электрической энергии в трансформаторе базового варианта

Номер ступени годового графика нагрузок	Полная мощность соответствующей ступени годового графика нагрузок	Количество силовых трансформаторов	Длительность ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме XX	Коэффициент загрузки трансформатора на соответствующей ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме КЗ
1	9110	2	1000	16670	1,446031746	59724,41059
2	7288	2	2000	33340	1,156825397	76447,24555
3	5466	2	750	12502,5	0,867619048	16125,59086
4	2733	1	600	5001	0,433809524	6450,236344
			4350	67513,5		158747,4833
			Итого	226260,9833		

Используя, полученные значения потерь электрической энергии, определим стоимость потерь, для этого необходимо найти стоимость кВт·ч электрической энергии которая определяется из выражения:

$$C_{\text{э}} = \frac{a}{T_{\text{м}}} + \beta \quad (2.12)$$

Для рассматриваемого объекта величина основной ставки двухставочного тарифа принимается равной $\alpha=640$, а дополнительная ставка двухставочного тарифа $\beta=1,14$.

$$C_{\text{э}} = \frac{640}{5986} + 1,14 = 1,25 \text{ руб/кВт.ч.}$$

Тогда стоимость потерь электрической энергии найдем как произведение суммарного значения потерь (из таблицы 2.3) на стоимость 1 кВт·ч.

$$I_{\text{э}} = C_{\text{э}} \cdot \Delta W_{\text{ПС}} \quad (2.13)$$

$$I_{\text{э}} = 1,25 \cdot 339097,475 = 422826 \text{ руб.}$$

Экономическая целесообразность установки силового трансформатора определяется исходя из величины приведенных затрат.

Для этого сначала определим значение годовых отчислений:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K \quad (2.14)$$

Для силового оборудования напряжением 110кВ суммарный коэффициент отчислений ($p_{\text{сум}}$) может быть принят равным 0,094.

Приведённые затраты определяются по выражению:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_{\text{э}} \quad (2.15)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент дисконтирования, может быть принят равным 0,15; K – капитальные затраты на оборудование ПС. К оборудованию ПС в данном случае может быть отнесены только силовые

трансформаторы. Стоимость силового трансформатора базового варианта составит 12,5 млн. руб. Для удобства, расчеты приведенных затрат сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета приведенных затрат базового варианта

Годовые отчисления I_o	705000	руб.
Капитальные затраты на оборудования ПС K	7500000x2	руб.
Стоимость годовых потерь электроэнергии I_e	281959,9214	руб.
Стоимость одного кВтч C_e	1,246171201	руб/кВт·ч
Приведенные затраты $Z_{пр}$	6191959,921	руб.

3 Определение значений токов короткого замыкания

Необходимо определить значения токов короткого замыкания (ТКЗ) на стороне 35кВ и 10кВ подстанции «Русские Выселки». Расчет ТКЗ позволит выполнить выбор оптимального оборудования, которое будет обеспечивать отключение аварийных режимов, а также позволят выполнять в условиях эксплуатации переключения. Раздел с расчетом ТКЗ является базовым при выполнении проекта реконструкции.

3.1 Определение расчетной схемы понизительной подстанции и ее схемы замещения

Обязательным условием правильного расчета ТКЗ является составление расчетной схемы. Для рассматриваемой подстанции выполним расчет симметричного трехфазного КЗ на стороне ВН и НН. Для расчета ТКЗ необходимо составить расчетную схему. Для подстанции «Русские Выселки» 35/10 кВ расчетная схема представлена на рисунке 3.1. По составленной расчетной схеме составляется схема замещения.

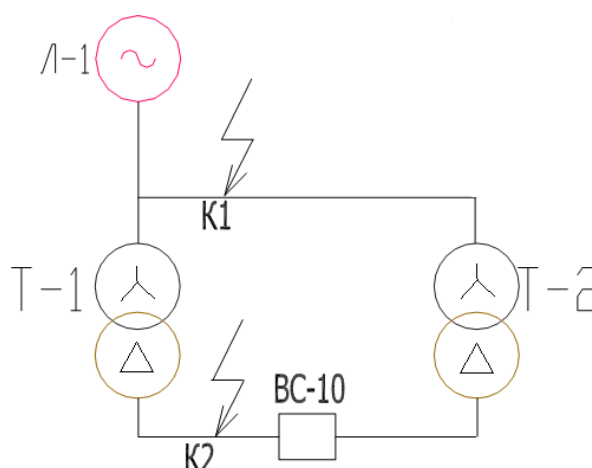


Рисунок 3.1 – Схема для определения значений ТКЗ

При составлении расчетной схемы учтем, что подстанция запитана по одной воздушной линии «Кирпичная». Составим расчетную схему таким образом, чтобы учесть наиболее тяжелый режим, при котором может

произойти трехфазное КЗ, это режим, когда два трансформатора находятся в параллельной работе.

Определим величину базисного тока для расчета величин ТКЗ по следующей формуле:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}} \sqrt{3}} \quad (3.1)$$

где $S_{\text{б}}$ – мощность КЗ (базисное значение), допускается принять равной 1000 МВА; $U_{\text{б}}$ – напряжение (базисное значение) выбирается исходя из ступени расчета.

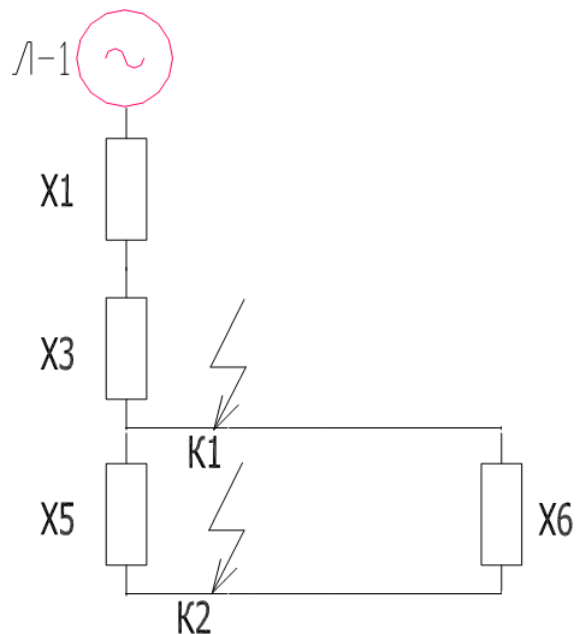


Рисунок 3.2 – Схема замещения для определения значений ТКЗ

$$I_{\text{б1}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б1}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 15 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б2}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б2}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 91,6 \text{ кА};$$

3.2 Нахождение элементов схемы

Формула для определения сопротивления энергетической системы:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{кз}} \quad (3.2)$$

где $S_{кз}$ – величина мощности КЗ, которая находится:

$$S_{кз} = I_{кз} \cdot U_{cp} \cdot \sqrt{3}; \quad (3.3)$$

$$S_{кз} = 10 \cdot 38,5 \cdot \sqrt{3} \text{ МВА};$$

$$X_1 = \frac{1000}{667} = 1,5.$$

Расчет значения сопротивления воздушной линии:

$$X_l = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (3.4)$$

$$X_3 = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{38,5^2}.$$

Расчет значения сопротивления силовых трансформаторов:

$$X_{пр} = \frac{U_{кз\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{пр}} \quad (3.5)$$

$$X_5 = \frac{75}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 11,9$$

3.3 Определение ТКЗ в К1

Расчет общего сопротивления:

$$X_7 = X_1 + X_3 = 1,5 + 4 = 5,5$$

Трехфазный ТКЗ в установленной точке К1, находим, как:

$$I_{n0K1}^{(3)} = \frac{1}{5,5} \cdot 15 = 2,72 \text{ кА}$$

Величина тока короткого замыкания (ударный ток) в точке К-1 находится:

$$i_{удК1}^{(3)} = \bar{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{n0K1}^3 \quad (3.6)$$

где $k_{уд}$ – ударный показатель из книги.

$$i_{удК1}^{(3)} = \bar{2} \cdot 1,9 \cdot 2,72 = 7,3 \text{ кА}$$

$$I_{тнК1} = I_{n0K1}^{(3)} = 2,72 \text{ кА}$$

$$i_{та} = \bar{2} \cdot I_{n0K1}^3 \cdot e^{-\frac{\tau}{Tа}}$$

где $i_{атК1} = 2,72 \cdot 1,9 \cdot \bar{2} = 7.3 \text{ кА}$.

3.4 Определение ТКЗ вК2

Найдем сопротивление параллельно работающих трансформаторов:

Трехфазный ТКЗ в установленной точке К2, находим как:

$$X'_5 = \frac{11,9 \cdot 11,9}{11,9 + 11,9} = 5,95;$$

$$X_{10} = X_7 + X'_5 = 5,5 + 5,95 = 11,45;$$

Найдем ток КЗ (ударное значение) в расчетной точке К-2:

$$i_{удК2}^{(3)} = \bar{2} \cdot 1,9 \cdot 8 = 21 \text{ кА};$$

$$I_{тнК2} = I_{n0K2}^{(3)} = 8 \text{ кА};$$

$$i_{таК2} = \bar{2} \cdot 8 \cdot 1,09 = 12,4.$$

Полученные данные величин ТКЗ в точках К1 и К2 отразим в таблице 3.1.

Таблица 3.1. – По итогу значения токов КЗ

Расчетная точка	U, В	$I_{кз(3)}, A$	$i_{уд}, A$
35кВ - т.К1	38500	2720	7300
10кВ - т.К1	10500	8000	21000

4 Выбор электротехнического оборудования

4.1 Силовые выключатели ПС «Русские Выселки»

При выборе высоковольтных выключателей рационально выполнить сравнительный анализ хотя бы двух вариантов. Основными критериями, по которым необходимо выполнить сравнение являются критерии выбора этого вида оборудования. При этом так же оценивается стоимость каждого вида выключателя, условия его доставки и монтажа. Однако информация по стоимости оборудования для данного вида работ недоступна, поэтому экономическое сравнение проводиться не будет. Так же для установки на подстанции следует отдавать предпочтение оборудованию российского производства. Для сравнения выберем два разных выключателя, сравнение основных параметров представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические данные из паспорта

№п/п	Технические показатели	ВВСТ-35	ВВН-35
1	$U_{ном}$, кВ	35	35
2	$U_{раб}$, кВ	40,5	40,5
3	I_n , А	1600	1600
4	$i_{уд}$, кА	25	20

Проведя анализ параметров (представленные в таблице 3) к установке на подстанции «Русские Выселки», предлагается высоковольтный выключатель марки ВВСТ-35. Предпочтение отдано выключателю ВВСТ-35 т.к. токи отключения выключателя выше, чем у аналога.

Условия выбора выключателя представлены в ГОСТ Р 52565-2006. Выбор выключателя осуществляется по следующим критериям:

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}} \quad (4.1)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

2. Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб}}; \quad (4.2)$$

$$I_{\text{раб}} = 180 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб}} = 1600 \text{ А};$$

$$1600 \geq 180.$$

3. По коммутационной способности:

а) способность отключения симметричного тока:

$$I_{\text{П } \tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}} \quad (4.3)$$

$$I_{\text{П } \tau} \leq 2,72 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл.НОМ}} = 25 \text{ кА};$$

$$2,72 \leq 25.$$

б) возможность отсечения апериодической величины КЗ:

$$i_{a \tau} \leq i_{a \text{ ном.}} = I_{\text{откл.НОМ}} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot \bar{2}; \quad (4.4)$$

где $i_{a \tau}$ - номинально возможное значение апериодической составляющей в токе для промежутка времени τ ; $\beta_{\text{КОМ.}}$ - показатель (относительный) содержания апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$\tau = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{СВ}} = 0.015 + 0.04 = 0.065 \text{ сек}$$

где 0,015 – время реагирования РЗА; 0,04 – интервал отключения выключателя.

$$i_{a, \text{НОМ}} = \bar{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{откл.НОМ}} = \bar{2} \cdot 0.35 \cdot 25 = 12,4 \text{ кА};$$

$$\beta_{a.\text{НОМ}} = \frac{i_{a.\tau}}{I_{n.\tau} \cdot \sqrt{2}} \Rightarrow i_{a.\tau} = \beta_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n.\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 2,72 = 1,35 \text{ кА};$$

$$i_{a.\tau} = 1,35 \leq i_{a.\text{НОМ}} = 12,4 \text{ кА} .$$

в) способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$I_{\text{п.о.}} \leq I_{\text{пр.с}}; \quad (4.5)$$

$$I_{\text{уу}} \leq I_{\text{пр.с}}; \quad (4.6)$$

где $I_{\text{пр.с}} = 62,5 \text{ кА}$ – значение сквозного тока берется из каталога;

$I_{\text{по}} = 2,72$ большее значение периодической ТКЗ.

$$2,72 \leq 62,5.$$

4. По тепловому импульсу:

$$B_K \leq B_{\text{НОМ}}; \quad (4.7)$$

$$B_K = I_n^2 \cdot t = 2,72^2 \cdot 0,065 = 0,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{НОМ}} = I_{\text{НОМ}}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 3^2 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где I_m – ток термической устойчивости берется из каталога; t_m – промежуток времени протекания тока.

$$0,5 \leq 1875.$$

4.2 Разъединители ПС «Русские Выселки»

В таблице 4.2 представлен сравнительный анализ двух типов разъединителей.

Таблица 4.2 – Сравнение двух аналогов

Технические показатели	РДЗ.2	РГП – СЭЩ
$U_{ном}$, кВ	35	35
$U_{раб}$, кВ	40,5	40,5
I_n , А	630	630
$i_{тер}$, кА	16	20
$i_{уд}$, А	40000	50000

Разъединитель выбирается по следующим параметрам:

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{ном} \geq U_{уст} \quad (4.8)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

2. Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{ном} \geq I_{раб}; \quad (4.9)$$

$$I_{раб} = 180 \text{ А};$$

$$I_{раб} = 630 \text{ А};$$

$$630 \geq 240.$$

3. Способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$I_{п.о.} \geq I_{прс}; \quad (4.10)$$

$$I_{уд.} \leq I_{прс};$$

$$I_{уд.} = 7,3 \text{ кА}; \quad (4.11)$$

$$I_{уд.} \leq I_{прс} = 7,3 \leq 64 \text{ кА}$$

В установке убираю разъединитель РГП – СЭЩ – 35кВ.

4.3 Измерительные ТТ ПС «Русские Выселки»

В таблице 4.3 представлен анализ двух аналогов измерительных трансформаторов тока.

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (4.12)$$

$$35\text{кВ} \geq 35\text{кВ}$$

Таблица 4.3 – Сравнение двух аналогов

Технические показатели	ТФЗМ	ТОЛ
$U_{\text{ном}}$, кВ	35	35
$U_{\text{раб}}$, кВ	40,5	40,5
I_n , А	300	300
f^{50} Гц	50	50

2. Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}} \quad (4.13)$$

$$I_{\text{раб}} = 180 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб}} = 300 \text{ А}$$

$$300 \geq 180.$$

Способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$I_y \geq I_{\text{эд}} \quad (4.14)$$

$$I_y = 7,3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{эд}} = 42 \text{ А}$$

$$42 \geq 17,5$$

3. По тепловому импульсу:

$$B_K \leq B_{\text{тер}}; \quad (4.15)$$

$$B_K = I_n^2 \cdot t = 2.7^2 \cdot 1 = 7.29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{тер}} = K_m^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_m = 120^2 \cdot 0.3^2 \cdot 4 = 5184 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где I_m – ток термической устойчивости берется из каталога; t_m – промежуток времени протекания тока.

$$B_K \leq B_{\text{тер}} = 7,29 \leq 5184.$$

Сопротивление измерительных аппаратов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{эпр}}}{I_2^2} = \frac{5,3}{5^2} = 0.212 \text{ Ом}$$

где I_2 – номинальный ток измерительного аппарата; $S_{\text{эпр}}$ – мощность, потребляемая приборами.

Полное сопротивление всех аппаратов:

$$r_2 = 0.212 + 0.1 + 0.056 = 0.37 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пр}} = 0,37 - 0,212 + 0,1 = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_{\text{прое}} = l \cdot \frac{p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,283}{0,056} = 5,1 \text{ мм}^2,$$

где $R_k = 0,1$ – переходное сопротивление контактов; $R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов.

Выберу измерительный трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ 35УХЛ1. Производства компании АО «Группа «СВЭЛ».

таблица 4.4 - Нагрузка ТТ на вторичной обмотке

Измерительный аппарат	Кол-во	Паспортные значения		
		А	В	С
Амперметр для измерения тока	1	0,1		
Ваттметр для измерения мощности активной	1	0,1		
Варметр для измерения реактивной мощности	1	0,1		
Счетчик ЭЭ – активная энергия	3	2,5	2,5	2,5
Счетчик ЭЭ – реактивная энергия	3	2,5	2,5	2,5
$S_{\text{ЭПР}} = 5,3 \text{ ВА}$				

4.4 Измерительные ТН ПС «Русские Выселки» на стороне 35кВ

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (4.17)$$

$$35\text{кВ} \geq 35\text{кВ}$$

2. По нагрузке, подключенной к 2-ой обмотке ТН:

$$S_{\Sigma\text{ПР}} \leq S_{\text{ном}} \quad (4.17)$$

$$S_{\text{ном}} = 6,2 \text{ ВА}$$

$$S_{\Sigma\text{ПР}} \leq S_{\text{ном}} \quad (4.18)$$

$$6,2 \leq 150 \text{ ВА}$$

Примем к установке измерительный ТН ЗНОЛ.П на 35кВ. Таблица 4.5 -
Нагрузка ТН на вторичной обмотке

Прибор	Кол-во	Паспортные значения
Ваттметр для измерения мощности активной	1	0,5
Варметр для измерения реактивной мощности	1	0,5
Счетчик ЭЭ – активная энергия	1	2,5
Счетчик ЭЭ – реактивная энергия	1	2,5
Вольтметр межфазный	1	0,1
Вольтметр для измерения напряжения	1	0,1
		$S_{\Sigma ПР} = 6,2 \text{ ВА}$

4.5 Электротехническое оборудование – 10кВ

Беру к использованию модульное КРУ для наружных установок типа К – 59УХЛ1 производства компании «Самарский электроцит».

При разработке проекта реконструкции рассматриваются к установке только выключатели вакуумные, т.к. они хорошо себя зарекомендовали при эксплуатации на важных объектах.

Сравнительные характеристики вакуумных выключателей представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры выключателей

Технические показатели	ВВ/TEL-10	ВБКЭ
$U_{ном}, \text{ В}$	10000	10000
$I_n, \text{ А}$	1000	1000
$I_{ток отключения}, \text{ А}$	12500	20000
Коммутационные данные	150000	50000
Возможный срок жизни оборудования, лет	30	30

Беру к использованию выключатель типа ВВ/TEL, т.к. он имеет привлекательную стоимость при сохранении технических параметров.

Выключатель выбирается по следующим параметрам:

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (4.19)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2. Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}} \quad (4.20)$$

$$I_{\text{раб}} = 600 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб}} = 1000 \text{ А}$$

$$1000 \geq 600$$

3. По отключающей способности:

- а) способность отключения симметричного тока:

$$I_{\text{П}\tau} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (4.21)$$

$$I_{\text{П}\tau} \leq 8 \text{ кА}$$

$$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$$

$$8 \leq 20$$

- б) возможность отсечения апериодической величины КЗ:

$$i_{a\tau} \leq i_{a\text{ном}} = I_{\text{откл.ном}} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot \sqrt{2} \quad (4.22)$$

где $i_{a\tau}$ - номинально возможное значение апериодической составляющей в токе для промежутка времени τ ; $\beta_{\text{ком}}$ - показатель (относительный) содержания апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$\tau = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{СВ}} = 0,01 + 0,05 = 0,06$$

Рассчитаем возможность отсечения:

$$i_{a.ном} = \bar{2} \cdot \beta_{ном.} \cdot I_{откл.ном.} = \bar{2} \cdot 0.35 \cdot 20 = 9.9 \text{ кА}$$

$$\beta_{a.ном} = \frac{i_{a.т}}{I_{н.т} \cdot \bar{2}} \Rightarrow i_{a.т} = \beta_{ном.} \cdot \bar{2} \cdot I_{н.т} = \bar{2} \cdot 0.35 \cdot 8 = 3.96 \text{ кА}$$

$$i_{a.т} = 3.96 \leq i_{a.ном} = 9.9 \text{ кА}$$

4. Способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$I_{п.о.} \leq I_{пр.с} \quad (4.23)$$

$$I_{уу} \leq I_{пр.с} \quad (4.24)$$

где $I_{пр.с.} = 20 \text{ кА}$ – сквозной ток берется из каталога; $I_{п.о.} = 8$ – большее значение периодической ТКЗ.

$$8 \leq 20$$

5. По тепловому импульсу:

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 8^2 \cdot 0.06 = 3.84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = I_{ном}^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где I_m – ток термической устойчивости берется из каталога; t_m – промежуток времени протекания тока.

$$B_k \leq B_{тер} = 3.84 \leq 1200.$$

4.6 Измерительные ТТ ПС «Русские Выселки»

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (4.25)$$

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ}.$$

2. Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}; \quad (4.26)$$

$$I_{\text{раб}} = 600 \text{ A};$$

$$I_{\text{раб}} = 1500 \text{ A};$$

$$1500 \geq 600.$$

3. Способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$I_y \geq I_{\text{ЭД}} \quad (4.27)$$

$$I_y = 21 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ЭД}} = 100 \text{ кА}$$

$$100 \geq 40$$

4. По тепловому импульсу – на «керамику»:

$$B_K \leq B_{\text{тер}}; \quad (4.28)$$

$$B_K = I_n^2 \cdot t = 21^2 \cdot 1 = 441 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{тер}} = K_m^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_m = 120^2 \cdot 3^2 \cdot 3 = 388800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где I_m – ток термической устойчивости берется из каталога; t_m – промежуток времени протекания тока.

$$B_K \leq B_{\text{тер}} = 441 \leq 388800.$$

Сопротивление измерительных аппаратов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{спр}}}{I_2^2} = \frac{5,3}{5^2} = 0.212 \text{ Ом}$$

где I_2 – номинальный ток измерительного аппарата; $S_{\text{спр}}$ – мощность, потребляемая приборами.

Номинальное полное сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0.212 + 0.1 + 0.056 = 0.37 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = 0,37 - 0,212 + 0,1 = 0,056 \text{ Ом}$$

$$S_{\text{прое}} = l \cdot \frac{p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,283}{0,056} = 5,1 \text{ мм}^2$$

где $R_k = 0,1$ – переходное сопротивление контактов; $R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов.

Беру к использованию измерительный трансформатор типа ТЛМ-10 производства «Самарский электрощит».

Таблица 4.7 - Нагрузка ТТ на вторичной обмотке

Измерительный аппарат	Кол-во	Данные из паспорта		
		А	В	С
Амперметр для измерения тока	1	0,1		
Ваттметр для измерения мощности активной	1	0,05		
Варметр для измерения реактивной мощности	1	0,05		
Счетчик ЭЭ – активная энергия	3	2	2	2
Счетчик ЭЭ – реактивная энергия	3	2	2	2
$S_{\text{ТП}} = 5,3 \text{ ВА}$				

4.7 Измерительные ТН ПС «Русские Выселки»

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (4.29)$$

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ}.$$

2. По нагрузке, подключенной к 2-ой обмотке ТН:

$$S_{\Sigma\text{ПР}} \leq S_{\text{ном}} \quad (4.30)$$

где $S_{\Sigma\text{ПР}}$ – установленная нагрузка всех измерительных аппаратов присоединенных к измерительному ТН.

$$S_{\text{ном}} = 6,2\text{ВА};$$

$$S_{\Sigma\text{ПР}} \leq S_{\text{ном}}; \quad (4.31)$$

$$6,2 \leq 120\text{ВА}.$$

Беру к установке измерительный ТН НАМИ на 10кВ.

Таблица 4.8 - Нагрузка ТН на вторичной обмотке

Измерительный аппарат	Кол-во	Мощность из паспорта (В·А)
Ваттметр для измерения мощности активной	1	0,5
Варметр для измерения реактивной мощности	1	0,5
Счетчик ЭЭ – активная энергия	1	2,5
Счетчик ЭЭ – реактивная энергия	1	2,5
Вольтметр межфазный	1	0,1
Вольтметр для измерения напряжения	1	0,1
	1	$S_{\Sigma\text{ПР}} = 6,2 \text{ ВА}$

5 Релейная защита и автоматика

Раздел ПУЭ, регламентирует виды защиты силовых трансформаторов. В таблице 5.1 представлен результат анализа ПУЭ, в части РЗА.

Таблица 5.1 – Защита ПС 35/10кВ «Русские Выселки»

Тип РЗА	Исполнение	Пояснения
Диф. защита	3-х фазная	
ГЗ		
Максимальная токовая защита		
Защита от перегрузки	3-х фазная	на сигнал
ТНЗНП		

5.1 Выбор типа РЗА

Для надежной защиты ПС 35/10кВ «Русские Выселки» буду выбирать цифровые терминалы компании «Бреслер» г. Чебоксары.

Выбранное устройство TOP-200 выполняется на элементарной микропроцессорной элементной базе.

TOP 200 должны получать питания от источников постоянного тока. Возможно, также осуществить питание с помощью источников переменного или выпрямленного тока. Диапазон напряжений, согласно паспорту изделия, равен от 24 до 220 В.

Завод изготовитель позиционирует свое изделие как продукт, который может полностью удовлетворять потребностям заказчика.

5.2 Защита понизительных трансформатора «Русские Выселки»

К установке предлагается шкаф для защиты понизительных трансформаторов 35кВ компании «Бреслер» типа ШТ2108.

Выбранный шкаф ШТ2108 включает в себя защиту трансформаторов с абсолютной селективностью. Согласно ПУЭ необходимо реализовать не только основные, но и резервные защиты трансформаторов. Комплект основных и резервных защит предлагается реализовать на терминалах типа ШТ2108. По специальным требованиям от заказчика, выбранное устройство может быть дополнено набором управления автоматики, например, добавить выключатель на стороне ВН.

5.3 Расчет установок защит

Показатель возврата измерительных органов в микропроцессорной РЗА принимают равными 0,95, а в минимальных – 1,05.

Показатель возврата дифференциальной защиты приму в районе 0,8.

Номинальные значения токов для всех возможных сторон трансформаторов находятся по выражению:

$$I_{\text{ном.}n} = \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном.}} \cdot \sqrt{3}}$$

где $S_{\text{ном}}$ – паспортная мощность трансформатора, беру из каталога; $U_{\text{ном}}$ номинальное напряжение одной из сторон трансформатора.

$$I_{\text{номВН}} = \frac{6,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 103,9 \text{ A}$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{6,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 606,9 \text{ A}$$

Выбор показателей установок дифференциальной защиты и проверка ее чувствительности.

Дифференциальная защита с функцией торможения предназначена для отсечения всех возможных видов коротких замыканий и повреждений внутри зоны, в том числе в тех случаях, когда при КЗ протекают малые величины токов замыкания.

В дифференциальной защите обязательно на каждой фазе предусматриваются органы дифференциальной токовой отсечки и дифференциальный орган с торможением, которые обеспечивают хорошие показатели защиты.

Определение рабочих диапазонов дифференциальных органов с функциями торможений (дифференциальных тормозных токов) происходит следующим образом:

Ток дифференциальный отсечки находится, как арифметическая сумма всех токов плеч, основных гармоник соответствующих каналов дифференциальной ТЗ:

$$\underline{I}_{\text{диф}} = \underline{I}_1 + \underline{I}_3 \quad (5.2)$$

где \underline{I}_1 и \underline{I}_3 - главные гармоники токов в печах рассматриваемых каналов дифференциальной токовой защиты в фазах А, В и С, которые необходимо провести к номинальному значению тока обмотки с наибольшей управляющей мощностью (базисному току).

Ток который именуется, как входной, равен току плеча с максимальным модулем. Значения выходного и тормозного токов определяются согласно установленным математическим выражениям:

$$\underline{I}_{\text{вых}} = \underline{I}_{\text{вх}} - \underline{I}_{\text{диф}}$$

$$I_{\text{торм}} = \begin{cases} 0, & \text{при } 90^\circ \leq \varphi \leq 270^\circ \\ I_{\text{вх}} \cdot I_{\text{вых}} \cdot \cos\varphi & \text{при } -90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ \end{cases}$$

где φ это значение угла между входным $I_{\text{вх}}$ током и выходным $I_{\text{вых}}$ током.

Разберем основные принципы формирования дифференциальных и тормозных токов на примере понизительного трансформатора, который получает питание со стороны ВН, при внешнем и внутреннем КЗ (рисунок 5.1).

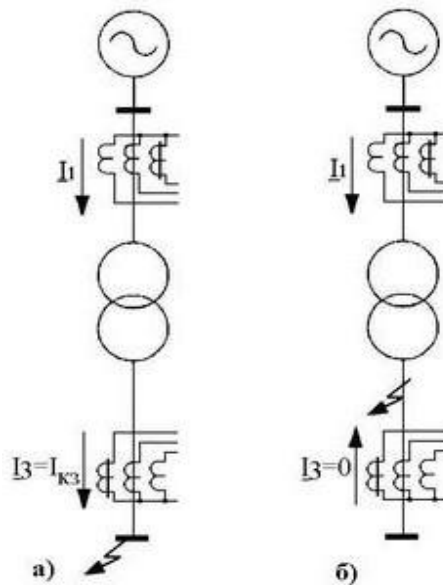


Рисунок 5.1 – Распределение токов в понижающем трансформаторе при КЗ: внешнем- а; внутреннем – б.

Разберем функционал защиты при внешнем КЗ. Согласно основным принципам функционирования защиты, ток дифференциальный определяется:

$$I_{\text{диф.}} = \underline{I}_1 - \underline{I}_3 \quad (5.5)$$

Величина входного тока $I_{\text{вх}}$ равна максимальному значению из токов: \underline{I}_1 и \underline{I}_3 , в нашем случае току $\underline{I}_3 = \underline{I}_{\text{кз}}$.

Величина тока выходного $I_{\text{ВЫХ}}$ равна:

$$\underline{I}_{\text{ВЫХ}} = \underline{I}_{\text{ВХ}} - \underline{I}_{\text{диф}} = \underline{I}_3 - 0 = I_{\text{КЗ}}$$

Сравниваемые токи равны, следовательно, угол сдвига между токами равна $\varphi = 0$. Следовательно величина тормозного тока находится по формуле:

$$I_{\text{Торм}} = \overline{I_{\text{ВХ}} \cdot I_{\text{ВЫХ}} \cdot \cos\varphi} = \overline{I_{\text{КЗ}} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot \cos 0} = I_{\text{КЗ}} \quad (5,7)$$

В данной конкретном случае принимается, что со стороны низкого напряжения – 10кВ, подпитки от двигателей нет, т.е. $I_3 = 0$. Поэтому дифференциальный ток можно будет определить, как:

$$\underline{I}_{\text{диф}} = \underline{I}_1 = \underline{I}_{\text{КЗ}} \quad (5,8)$$

Из представленных расчетов, входной ток $I_{\text{ВХ}}$, как видно равен току максимальному – I_1

Выходной ток $I_{\text{ВЫХ}}$ найду, как:

$$\underline{I}_{\text{ВЫХ}} = \underline{I}_{\text{ВХ}} - \underline{I}_{\text{диф}} = \underline{I}_1 - \underline{I}_1 = 0 \quad (5,9)$$

Все значения токов, необходимы для установки установок средств защиты. Сами установки необходимо определять в относительных единицах. Для забивания установок в терминал, полученные значения необходимо изначально умножать на 100%.

Согласно инструкции, в выбранном терминале возможна защита для понижающих трансформаторов с разнообразными группами обмоток.

Существует возможность использования данной защиты в схеме с измерительными ТТ на стороне ВН и СН, которые соединяются в группу «треугольник». Для этого необходимо на первом этапе задавать установку группы соединения обмоток трансформатора. Есть возможность использовать ДЗТ в схеме с измерительными трансформаторами тока на сторонах СН или НН. В таком случае основная защита выполняется как

двухканальная.

5.4 Определение установок ДЗТ с функцией торможения

Для создания торможения при протекании КЗ, которые могут привести к насыщению измерительных ТТ, у которых область тормозной характеристики $I_{\text{торм.}} > I_{\text{блок}}$ определяются по показателям: входные или выходные токи меньшей задаваемой установки.

Согласно нормативным документам для органа с функцией торможения должны задаваться следующие величины:

Блокировка по 2-ой гармонике.

Величина тока запуска блокировки по 2-ой гармонике в случае возникновения внешнего короткого замыкания.

Установки задаются по следующим формулам:

$$I_{\text{нб.расч.*}} = I'_{\text{нб.расч.*}} + I''_{\text{нб.расч.*}} + I'''_{\text{нб.расч.*}} \quad (5.10)$$

$$I'_{\text{нб.расч.*}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч.*}} \quad (5.11)$$

$$I''_{\text{нб.расч.*}} = \Delta U_{\text{рег}} \cdot I_{\text{расч.*}} \quad (5.12)$$

$$I'''_{\text{нб.расч.*}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч.*}} \quad (5.13)$$

где $I_{\text{нб.расч.*}}$ – значение тока небаланса, характеризующееся погрешностью измерительного трансформатора тока; $k_{\text{пер}}$ – показатель характеризующий однотипность измерительных ТТ; ε – относительный показатель полной погрешности измерительных ТТ. Расчет приму равным 0,1. $I_{\text{нб.расч.}}$ – значение тока небаланса, характеризующиеся регулированием напряжения понизительного трансформатора.

$\Delta U_{\text{рег}}$ - погрешность, которая появляется при регулировании величины напряжения под нагрузкой; $I''_{\text{нб.расч.}}$ – значение тока небаланса, которая характеризует погрешность выравнивания токов плеч в цифровом терминале; $f_{\text{выр}}$ - показатель выравнивания плеч в терминале.

$$I'_{\text{нб.расч.*}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{нб.расч.*}} \quad (5.14)$$

$$I''_{\text{нб.расч.*}} = 0$$

$$I'''_{\text{нб.расч.*}} = 0,03 \cdot I_{\text{нб.расч.*}} \quad (5.15)$$

$$I_{\text{нб.расч.*}} = 0,1 \cdot I_{\text{нб.расч.*}} + 0 + 0,03 \cdot I_{\text{нб.расч.*}} = 0,1$$

Начальное значение дифференциального тока срабатывания защиты определяется как величина, которую необходимо отстроить от токов небаланса в нормальном режиме работы трансформатора:

$$I_{\text{диф.нач}} \geq k_{\text{отк}} \geq I_{\text{нб.расч.*}} \quad (5.16)$$

где $k_{\text{отс}}$ принимаю равным 1,2. Данный показатель отстройки, учитывает ошибки расчетов и необходимый запас.

$$I_{\text{нб.расч.*}} = 1,2 \cdot 0,13 = 0,16$$

Установка в терминале будет задаваться в процентом соотношении от величины тока наиболее мощной обмотки понизительного трансформатора. Для этого расчетное значение установки необходимо будет умножить на 100%.

Значение начального тормозного тока буду определять, как:

$$I_{\text{торм}} = 0,6 \div 1$$

К дальнейшим расчетам примем значение равное - 1.

Величину тока блокировки необходимо отстроить от величины максимального тока электрической нагрузки. Данную установку, согласно нормативным документам, необходимо выбрать из следующего диапазона:

$$I_{\text{блок}} = 1 \div 2.$$

К дальнейшим расчетам примем значение равное 1,5. Показатель торможения необходимо рассчитать, как:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач.}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм}}} \quad (5.17)$$

где $I_{\text{диф.расч}}$ - относительная величина расчетного тока при внешнем КЗ.

$$I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{нб.расч.*}}$$

где $k_{\text{отс}}$ принимаю равным 1,2. Данный показатель отстройки учитывает ошибки расчетов и необходимый запас величины тока, определяемой при внешнем КЗ. Показатели переходных режимов - $k_{\text{пер}}$; значение $I_{\text{расч.*}}$ найдено по нормативным документам. Этот коэффициент необходимо принять равным максимальному току при внешнем КЗ.

$$I_{\text{расч.*}} = \frac{I_{\text{КЗмакс}}}{I_{\text{НОМВН}}} = \frac{1510}{168,07} = 8,98$$

$$I_{\text{нб.расч.*}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{расч.*}} = 0,2 \cdot I_{\text{расч.*}}$$

$$I_{\text{нб.расч.*}} = 0,2 \cdot I_{\text{расч.*}} + 0 + 0,03 + I_{\text{расч.*}} = 0,23 \cdot I_{\text{расч.*}} = 0,23 \cdot 9 = 2,07$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,2 \cdot 2,07 = 2,484$$

где $I_{\text{торм.расч}}$ - величина тормозного тока в режиме КЗ.

$$I_{\text{торм.расч}} = 9;$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{2,484 - 0,16}{9 - 1} = 0,29.$$

Примем в работе установку равную 0,3.

Установку $I_{акт2}$, согласно инструкции необходимо выбрать из условия отстройки показателя от сквозного тока в режиме нагрузки:

где $k_{отс}$ принимаю равным 1,2. Данный показатель отстройки, учитывает ошибки расчетов и необходимый запас; $I_{нагр.макс*}$ - относительная величина нагрузочного тока. В своей работе было принято, что нагрузка в линии 35кВ равна номинальному току СТ;

$$I_{нагр.макс*} = \frac{I_{нагр}}{I_{номВН}} = \frac{168.07}{168.07} = 1;$$

где $I_{нагр}$ – максимальный нагрузочный ток, приведенный к стороне ВН защищаемого трансформатора; $I_{ном.ВН}$ – номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН.

Установка ($I_{акт2}$) в терминале будет задаваться в процентом соотношении от величины тока наиболее мощной обмотки понизительного трансформатора. Для этого расчетное значение установки необходимо будет умножить на 100%.

Для устанавливаемой защиты «Бреслер», (типа ШТ 2108) проверку чувствительности рассчитывать нет необходимости, т.к. данный показатель выполняется всегда.

5.5 Определение установок ДТО

На практике установлено, что наиболее эффективно использовать данную отсечку на силовых трансформаторах средней мощности.

Необходимая отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается при выполнении следующего условия:

$$I_{\text{дто}} \geq 6.$$

Согласно условиям отстройки от максимальной величины тока небаланса, при внешних коротких замыканиях установку лучше находить по следующей формуле:

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$$

$$I_{\text{нб.расч*}} = 0,35 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{расч*}} = 0,35 \cdot I_{\text{расч*}}$$

$$I_{\text{нб.расч*}} = 0,35 \cdot I_{\text{расч*}} + 0 + 0,03 + I_{\text{расч*}} = 0,38 \cdot 9 = 3,42$$

$$I_{\text{дто}} = 1,5 \cdot 3,42 = 5,13$$

Установку ДТО необходимо выбрать из наибольших расчетных значений, полученных выше. Согласно этому, в работе приму установку равной 5,2.

Установка ($I_{\text{дто}}$) в термине будет задаваться в процентом соотношении от величины тока наиболее мощной обмотки понизительного трансформатора. Для этого расчетное значение установки необходимо будет умножить на 100%.

6 Выбор трансформаторов собственных нужд ПС «Русские Выселки»

Источником питания собственных нужд подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки», к которым так же относится система оперативного тока, является трансформатор собственных нужд (ТСН). Выбор источника питания собственных нужд необходимо проводить принимая в расчет все нагрузки. Для расчета нагрузок собственных нужд подстанции «Русские Выселки» составим таблицу и занесем туда все электроприемники и значения их мощности. Потребители собственных нужд ПС представлены в таблице 6.1. При выборе ТСН необходимо учесть, что подключение ТСН осуществляется со стороны 10кВ подстанции «Русские Выселки». При выборе мест установки ТСН необходимо учитывать их мощность и размер. Для подстанции «Русские Выселки» необходимо выбрать ТСН с напряжением 10кВ. Система рабочего заземления источника питания собственных нужд принята глухо-заземленная типа TN-C и TN-S.

Таблица 6.1 – Нагрузка собственных нужд подстанции «Русские Выселки»

Тип монтажной единицы	Тип оборудования	Количество в оборудовании, шт.	Постоянная нагрузка, кВт	Кратковременная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5
Силовой трансформатор «1Т 35/10кВ»	Вентилятор дутья	28	$0,37 \cdot 28 = 10,36$	
	Двигатель переключателя РПН			$1 \cdot 1 = 1$
Силовой трансформатор «2Т 35/10кВ»	Вентилятор дутья	28	$0,37 \cdot 28 = 10,36$	
	Двигатель переключателя РПН			$1 \cdot 1 = 1$
Шкаф СОПТ	Зарядное устройство	2	$5 \cdot 2 = 10$	
Разъединитель 35кВ	Двигательный привод (для каждого ножа)	4		$4 \cdot 0,25 = 2$

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5
	Обогрев привода (для каждого ножа)	10	$0,225 \cdot 10 = 2,25$	
Выключатель 35кВ	Пружинный привод	2		$1,1 \cdot 2 = 2,2$
	Обогрев шкафа	8	$0,5 \cdot 8 = 4$	
Шкафы Зажимов ОРУ-35кВ (ШЗВ+ЯЗН+ШУ)	Обогрев шкафа	5	$0,2 \cdot 5 = 1$	
Шкафы Зажимов ОРУ-35кВ (ШЗВ+ЯЗН+ШУ)	Освещение шкафа	5		$0,06 \cdot 5$
Наружное освещение ОРУ-35кВ			5,4	
Вентиляция БМЗ Обогрев БМЗ, Рабочее освещение БМЗ			45	
Шкаф ТМ			0,55	
Шкаф связи			0,55	
Сварочная сеть				4,5
Итого, кВт			89,35	11
Итого, А			136,5	14

По результатам расчета, представленных в таблице 6.1 получено, что значение мощности потребителей СН подстанции «Русские Выселки» составляет 100,35 кВт. Тогда полная мощность потребителей системы СН составит:

$$S_{CH} = \frac{P_{CH\varepsilon}}{\cos\varphi} \quad (6.1)$$

$$S_{CH} = \frac{P_{CH\varepsilon}}{\cos\varphi} = \frac{100,35}{0,9} = 111,5 \text{ кВА}$$

тогда мощность трансформатора определим исходя из условия, что оба ТСН должны быть загружены на 70% в номинальном режиме. Мощность ТСН должна соответствовать следующему условию:

$$S_{ТР.ТСН} = \frac{S_{СН} \cdot K_{I-II}}{1,4 \cdot (n - 1)} \quad (6.2)$$

$$S_{ТР.ТСН} \geq \frac{S_{СН} \cdot K_{I-II}}{1,4 \cdot n - 1} = \frac{111,5 \cdot 1}{1,4 \cdot 2 - 1} = 79,64 \text{ кВА.}$$

Используя стандартный ряд мощностей трансформаторов на напряжение 10кВ и учитывая, что ТСН будет установлен на открытом воздухе, вне помещения ЗРУ, к установке на подстанции «Русские Выселки» примем в качестве источника питания системы СН герметичный масляный трансформатор марки ТМГ и мощностью 100кВА.

Выполним проверку коэффициента загрузки выбранного ТСН. Коэффициент загрузки трансформатора определим принимая во внимание равномерное распределение нагрузки между двумя трансформаторами по выражению:

$$k_{з ТСН} = \frac{S_{СН}}{n \cdot S_{ТР.СН}} \quad (6.3)$$

Тогда коэффициент загрузки трансформатора ТМГ 100-10кВ

$$k_{з ТСН} = \frac{S_{СН}}{n \cdot S_{ТР.СН}} = \frac{111,5}{2 \cdot 100} = 0,557 \approx 0,6$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условиям выбора и может быть окончательно принят к установке, так как имеет запас по мощности и сможет функционировать в аварийных режимах при отключении одного из ТСН.

Шкафы собственных нужд выполняются в виде сборных шкафов одностороннего обслуживания, материала для изготовления корпуса шкафов СН – оцинкованная сталь; щит собственных нужд на напряжение 0,4

кВ (ЩСН-0,4кВ) выполняется шкафного типа со стационарными автоматическими выключателями.

В ЩСН 0,4кВ предусматривается система автоматического ввода резерва (АВР). При нарушении питания трансформатора собственных нужд подключенного к одной из секций шин 10кВ, автоматически осуществляется переключение нагрузки под действием АВР, отключенного ТСН на ТСН оставшийся под напряжением. Автоматический ввод резерва в системе питания СН осуществляется по схеме явного или неявного резервирования.

Для сети СН напряжением 0,4кВ, подстанции «Русские Выселки» должна быть предусмотрена дополнительная защита от однофазных замыканий на землю. Для этого на ПС предусмотрена организация токовой защиты на трансформаторе тока нейтрального проводника ЩСН.

Щит собственных нужд напряжением 0,4кВ имеет локальную микропроцессорную систему мониторинга и контроля состояния. Данная система позволяет осуществить интеграцию ЩСН в автоматизированную систему управления подстанций (АСУ ТП) по стандартному протоколу. Система АСУ ТП позволяет контролировать величину тока и напряжения на вводах и секциях ЩСН 0,4кВ. Также система позволяет осуществлять контроль состояния и положения автоматических выключателей, получать сигналы об аварийных ситуациях и выполнять дистанционное управление выключателями по командам АСУ.

Определим мощность трехфазного КЗ на шинах 0,4кВ ЩСН по выражению:

$$S_{кз} = \frac{0.001 \cdot S_H}{U_k/100} \quad (6.4)$$

$$S_{кз} = \frac{0.001 \cdot 160}{4/100} = 4$$

где S_H – номинальная мощность трансформатора 160кВА; U_k – напряжение короткого замыкания 4%.

Используя полученное значение мощности трехфазного ТКЗ найдем

величину фазного тока по выражению:

$$I_{\text{кз}} = \frac{S_{\text{кз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (6.5)$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 0.4_{\text{н}}} = 5.78$$

где $S_{\text{кз}}$ - мощность короткого замыкания; $U_{\text{н}}$ - номинальное напряжение системы СН, принята равной 0,4кВ.

Также для системы СН подстанции «Русские Выселки» необходимо определить ток теплового расцепителя для автоматических выключателей, устанавливаемых в ЩСН0,4 кВ. При выборе значения токов тепловых расцепителей принимаю на 25-30% больше расчетного значения используя значения стандартного ряда номинальных токов автоматических выключателей.

7 Определение параметров системы молниезащиты подстанции

«Расчет молниезащиты подстанции включает в себя определение типа защиты, ее зоны, параметры и ожидаемое количество поражений объекта молнией в год. Молниезащита по типу исполнения может быть выполнена как одностержневая или двухстержневая, одинаковой или разной высоты, многократно стержневой, одиночной троссовой и многократнотроссовой».

Кроме того, молниезащита объекта может быть классифицирована по степени надежности защиты от поражения молнии. Разделяют два типа зон по степени надежности: зоны со степенью надежности $\geq 99,5\%$, и зоны со степенью надежности 95-99,5%. Для большинства объектов систем электроснабжения, к которым относятся понизительные подстанции, молниезащита может быть выполнена со степенью надежности 95-99,5%.

Выполним расчет параметров системы молниезащиты реконструируемой подстанции. Для выполнения расчета системы молниезащиты реконструируемой подстанции необходимо определить исходные данные. Исходными данными высота наиболее высокого объекта расположенного на территории подстанции (оборудование на территории ОРУ) $h_x=3,8\text{м}$, габаритные размеры объекта (подстанции) - ширина $b=20\text{м}$, длина $a=37,25\text{м}$. Расстояние между ближними молниеотводами $l_1=17,5\text{м}$ и расстояние между удаленными молниеотводами $l_2=26,275\text{ м}$. Для подстанции заранее определим возможное местоположение молниеотводов и определим их высоту, так как от высоты молниеотводов будет различаться методика расчета зоны действия молниеприемников. Примем молниеприемники с высотой $h \leq 30\text{ м}$, согласно [Кабышев].

Исходя из расположения молниеотводов и расстояния между ними определим предельное расстояние между молниеотводами по выражению:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_1^2} = \sqrt{17.5^2 + 26.275^2} = 32.2 \text{ м.} \quad (7.1)$$

Так как ранее мы приняли, что высота молниеотводов $h \leq 30$ метров, условие защиты всей площади подстанции имеет вид:

$$L \leq 8 h - h_k \leq 8h_a \quad (7.2)$$

Из соотношения (7.2) определим значение параметра h_a – превышение высоты молниеотводов над высотой защищаемого объекта (h_x). Превышение высоты молниеотводов должно составлять:

$$8h_a \geq \frac{L}{8} \quad (7.3)$$

При этом получим, что высота молниеприемника (h), определяется из выражения:

$$h = h_x + h_a \quad (7.4)$$

и будет равна:

$$h = h_x + h_a = 3,8 + 4,02 = 7,8 \text{ м}$$

Определим согласно каталогам производителей типовое значение высоты молниеприемника. При выборе высоты типового молниеприемника будем выбирать типовой молниеприемник с высотой больше, чем расчётное значение. Для дальнейших расчетов параметров и зон молниезащиты примем $h = 10$ м и выполним проверку условия:

$$L \leq 8 h_a \quad (7.5)$$

Наше условие выполняется, поэтому данные молниеотводы полностью обеспечивают защиту всей площади рассматриваемой подстанции от прямых ударов молнии (ПУМ).

Далее необходимо определить границы зон молниезащиты рассматриваемой подстанции. Так как на подстанции установлена система молниезащиты с многократными стержневыми молниеотводами, то

построение зоны молниезащиты выполняется путем построения зон попарно взятых соседних молниеотводов.

Определим высоту вершины конуса для стержневого молниеотвода (h_0), а также радиусы защиты стержневого молниеотвода на уровне земли (r_0) и на высоте защищаемого объекта (r_x) по выражениям:

$$h_0 = 0.92 \cdot h = 9.2$$

$$r_x = 1.5 h - 1.1 h_x = 1.5 h - \frac{h_x}{0.92} = 8.73$$

$$r_0 = 1.5 \cdot h = 15 \text{ (м)}$$

Определим высоту средней части попарно взятых молниеотводов по выражениям:

для молниеотводов с наименьшим расстоянием:

$$h_{min1} = h_{c1} = h_0 - 0.14 l_1 - h = 13.95$$

для молниеотводов с наибольшим расстоянием:

$$h_{min2} = h_{c2} = h_0 - 0.14 l_2 - h = 12.62$$

Для выбранного типового молниеприемника ширина средней части зоны попарно взятых молниеприемников на уровне земли составит:

$$r_c = r_0 = 1.5 \cdot h = 15 \text{ м.}$$

На уровне защищаемого объекта ширина средней части зоны попарно взятых молниеприемников определяются по выражению:

для ближайших молниеприемников:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 10.91$$

для удаленных молниеприемников:

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 10.5$$

Определив параметры зоны молниезащиты подстанции необходимо нанести их на план подстанции и определить попадание всего оборудования в зону защиты. Условный план подстанции с нанесенной расчетной зоной молниезащиты представлен на рисунке 7.1.

Теперь определим надежность системы защиты реконструируемой подстанции от ПУМ. Для этого найдем значение числа ударов молнии в подстанцию в год (N) по выражению:

$$N = 0.06 \cdot n \cdot a + 10h \cdot b + 10h \cdot 10^6 = 0.00825;$$

Так как для региона где расположена подстанция число грозových часов в году согласно ПУЭ составляет $n = 60$ часов в год, число ударов молнии в подстанцию в год будет аналогично.

Тогда для подстанции с установленной системой молниезащиты число отключений подстанции составит:

$$\gamma = N\Psi_n \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0.00000398$$

где $\Psi_n = 10^{-3}$ – вероятность прорыва молнии сквозь зону молниезащиты; $\Psi_i = 0,68$ – вероятность перекрытия изоляции при ПУМ; $\Psi_g = 0,7$ - вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу.

По схеме молниезащиты видно, что все оборудование и территория подстанции попадает в зону защиты молниеприемников с высотой $h = \text{м}$.

Тогда показатель грозоупорности подстанции составляет:

$$m = \frac{1}{\gamma} = 254647.3135(\text{лет})$$

Система молниезащиты подстанции обеспечивает требуемый уровень надежности от ударов молнии.

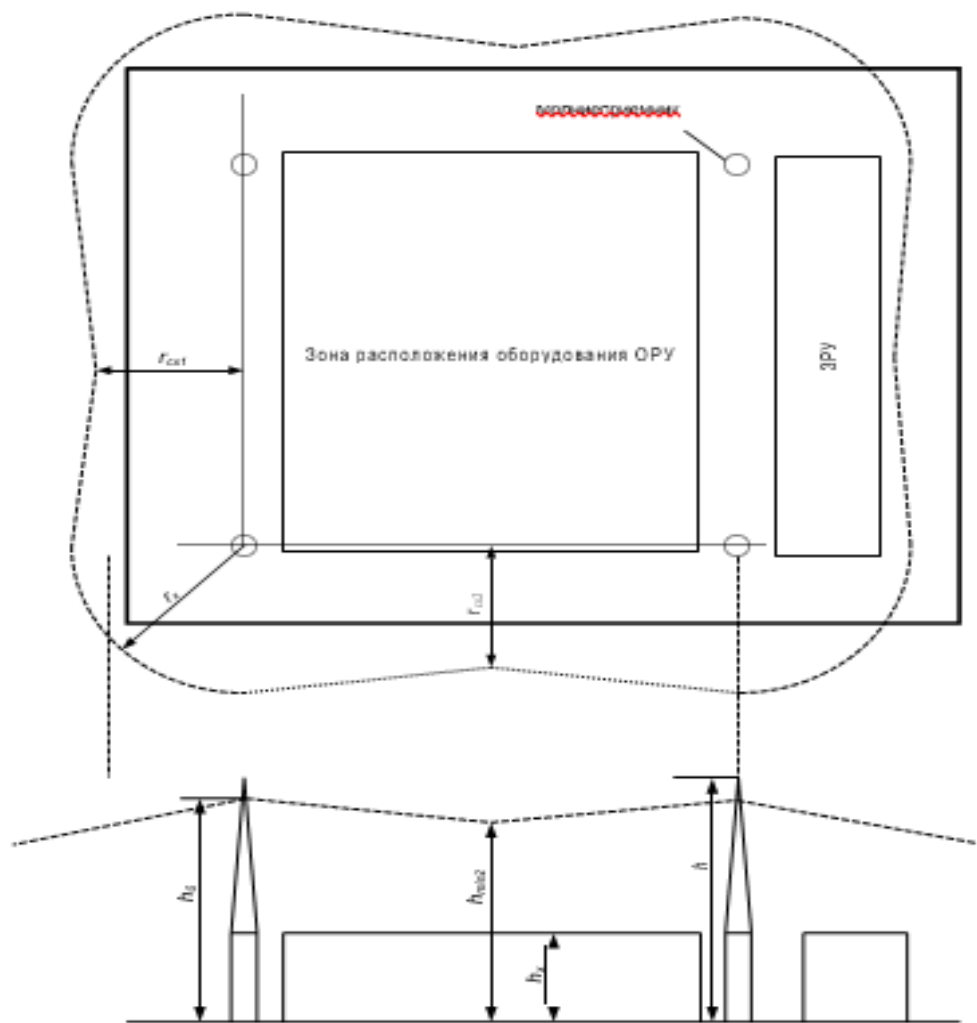


Рисунок 7.1 – Схема молниезащиты подстанции

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект улучшения энергоэффективности электрической части подстанции 35/10кВ «Русские Выселки». В ходе выполнения задания был проведен анализ электрооборудования и схемы понизительной подстанции 35/10кВ «Русские Выселки». В ходе анализа подстанции было замечено устаревшее оборудование нуждающиеся в замене. Из-за невозможности улучшения подстанции имеющимся оборудованием была проведена реконструкция подстанции. Были выделены главные слабые места подстанции, это физически и технологически устарелое высоковольтное оборудование, и нехватка мощности силовых трансформаторов. Постоянная перегрузка трансформаторов не допускается и требует провести конструктивную замену.

В ВКР выполнен расчет симметричных токов короткого замыкания на подстанции, так как подстанция получает питание по одной ВЛ, расчет токов короткого замыкания выполнен при условии параллельной работы силовых трансформаторов. Данный режим будет характерен для более высоких значений ТКЗ на подстанции. Проведенный расчет трехфазных токов КЗ позволил выбрать оборудование подстанции на стороне 35кВ и 10кВ. Выбор оборудования для установки на подстанции производился исходя из технического сравнения нескольких вариантов. При выборе оборудования подстанции предпочтение отдавалось оборудованию российского производства.

Для установки на стороне 35кВ были приняты высоковольтные силовые выключатели марки ВВСТ-35. Так же на стороне 35кВ выбраны разъединители марки РГП-СЭЩ-35, производства завода «Самарский Электрощит». Для проведения измерений, а также для подключения устройства релейной защиты и автоматики в работе, для установки на стороне 35кВ выбраны измерительные трансформаторы тока марки ТОЛ-СВЭЛ 35 УХЛ1 - производства компании АО «Группа «СВЭЛ» и измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛ.П –35.

Для установки на стороне 10кВ были приняты высоковольтные силовые выключатели марки ВВ/TEL производства компании «Таврида-Электрик». Так же в распределительном устройстве 10кВ, к установке приняты измерительные трансформаторы тока марки ТЛМ10 производства завода «Самарский электроцит» и измерительные трансформаторы напряжения марки НАМИ–10. В результате проведенного анализа характеристик оборудования выбиралось оборудование способное наилучшим образом удовлетворить всем требованиям как в номинальных, так и в аварийных режимах.

В разделе РЗА были выбраны защиты и рассчитаны установки силовых трансформаторов подстанции «Русские Выселки». Защита будет выполнена с помощью шкафов «Бреслер» ШТ2108.

Выполнен расчет системы собственных нужд подстанции «Русские Выселки». Для питания системы собственных нужд в работе выбрано два герметичных масляных трансформатора марки ТМГ и мощностью 100 кВА. Напряжение обмоток трансформаторов собственных нужд 10/0,4 кВ. Установка трансформаторов собственных нужд выполняется на территории подстанции вне помещения.

Так как в работе выполнена замена оборудования, требовалось провести расчет системы молниезащиты подстанции «Русские Выселки». К установке на подстанции принято четыре молниеприемника высотой 10 м. Установка молниеприемников выполняется на портативных опорах. В результате выполнения ВКР выполнен проект реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки», которая полностью удовлетворяет современным требованиям по надежности электроснабжения потребителей и качеству электрической энергии. При проектировании использовались современные стандарты и нормативные документы в части проектирования объектов электроэнергетики – понизительных подстанций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2016. 288 с.
2. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2016. 75с.
3. Измерительные трансформаторы тока: // Производственно-коммерческая компания «КЭРС» URL: <http://kers.su/upload/files/37e93ca8f723eb6e0350e5c5af8515ce.pdf> (дата обращения: 11.06.2019).
4. Каталог. Вакуумные выключатели 6 (10) кВ // «Электрощит Самара» URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/599/catalog_vvu_electroshield.ru.pdf (дата обращения: 11.06.2018).
5. Каталог. Камеры сборные одностороннего обслуживания на напряжение 6 (10) кВ // «Электрощит Самара» URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/63b/Katalog-KSO_SESHCH-6_10_.pdf (дата обращения: 11.06.2019).
6. Конюхова Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий: учебник для вузов. М.: Русайнс, 2016. 102с.
7. Кудрин Б.И., Жилин Б.В. Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. 412с.
8. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. СПб.: Прокниг 2014.
9. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. 552с.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей от 1 июля 2003г.
11. Проходные трансформаторы тока ТПОЛ-10. // ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" URL: http://www.cztt.ru/tpol_10.html (дата обращения: 11.06.2019).
12. "Свердловский завод трансформаторов тока" URL: http://www.cztt.ru/tpol_10.html (дата обращения: 11.06.2019).
13. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая

часть электростанций и подстанций. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

14. СТО "СТО 34.01-3.1-002-2016.Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ" от 19.09.2016 № 34.01-3.1-002-2016: Официальный сайт ПАО "РОССЕТИ". 2016г.

15. Техническая информация. Вакуумный выключатель ВВ/TEL/Таврида, Электрик URL: <https://tavrida.com/upload/iblock/117/1175b4c83c099ae3e31183cd8622e164.pdf> (дата обращения: 11.06.2018).

16. Техническая информация. Камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-207В // Чебоксарский электроаппаратный завод. URL: <http://www.cheaz.ru/assets/images/production/3-kru/4-kso-207/kso-207.pdf> (дата обращения: 11.06.2018).

17. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576с.

18. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. 1712с.

19. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014.1061с.

20. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. 320с.

21. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684с.