

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 «Русские
Выселки»»

Студент	<u>Д.А. Симанчев</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>Д.А. Кретов</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

Выполнен анализ текущего состояния оборудования подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки». Проведенный анализ показал, что оборудование подстанции физически и морально устарело и требует замены. Загрузка силового трансформатора превышает установленные нормативными требованиями значения. Исходя из этого принято решение о замене силовых трансформаторов на более мощные. Проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов замены силовых трансформаторов. В результате проведенного сравнения принято решение о замене существующих трансформаторов мощностью 6300 и 4000 кВА, на два трансформатора мощностью 6300 кВА. Проведен выбор оборудования на открытом распределительном устройстве 35 кВ с учетом роста трансформаторной мощности. Все выбранное оборудование проверено на стойкость к токам короткого замыкания. Для стороны 6 кВ, на подстанции «Русские Выселки» выбрано оборудование с учетом современных требований к конструкции электрических подстанций и предусмотрена возможность подключения новых потребителей. Для защиты оборудования от аварийных режимов на подстанции предложено установить современную систему микропроцессорной защиты. Рассчитаны уставки микропроцессорной защиты силового трансформатора. В связи с заменой оборудования выполнен расчет заземляющего устройства и молниезащиты подстанции.

Пояснительная записка содержит 74 страницы, 8 рисунков и 17 таблиц. Графическая часть представлена на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

The title of the graduation work is "Reconstruction of the electrical part of the substation 35/10 kV "Russkie Viselki".

Graduation work is devoted to the development of the project of reconstruction of the electrical part of 35/10 kV substation " Russkie Viselki " of the Samara region. The object of the work is the substation " Russkie Viselki" with voltages 35/10 kV.

The current state of the substation equipment 35/10 kV "Russkie Viselki" is analyzed. The analysis shows that the substation equipment is outdated and requires replacement. Loading of the power transformer exceeds the values established by normative requirements. Based on this, it was decided to replace the power transformers with more powerful ones.

A technical and economic comparison of the two options for replacing power transformers is done. As a result of the comparison, a decision on replacement of the existing transformers with a capacity of 6,300 kVA and 4,000 kVA for two transformers with capacity of 6,300 kVA is taken.

Taking into account the growth of transformer capacity, the equipment on the open switchgear 35 kV was chosen. All selected equipment is tested for resistance to short-circuit currents.

To protect the equipment from emergency conditions at the substation it is proposed to install a modern microprocessor protection system "Sirius". The setpoints of relay protection of power transformer are calculated. In connection with the replacement of equipment, the calculation of the grounding device and lightning protection of the substation is done.

The work contains 74 pages, 17 tables, 8 figures, 6 drawings are presented on the A1 format.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Анализ главной схемы ПС 35/10 кВ «Русские Выселки».....	8
1.1 Географическое расположение ПС 35/10 кВ «Русские Выселки».....	8
1.2 Технические показатели ПС 35/10 кВ «Русские Выселки».....	9
1.3 Необходимость реконструкции подстанции «Русские Выселки»	9
1.4 Оценка загрузки силовых трансформаторов подстанции «Русские Выселки»	10
2 Выбор силовых трансформаторов.....	14
3 Определение значений токов короткого замыкания	30
3.1 Определение расчетной схемы понизительной подстанции и ее схемы замещения	30
3.2 Нахождение элементов схемы	32
3.3 Определение ТКЗ в К1.....	32
3.4 Определение ТКЗ в К2.....	33
4 Выбор электротехнического оборудования	35
4.1 Силовые выключатели ПС «Русские Выселки»	35
4.2 Разъединители ПС «Русские Выселки»	37
4.3 Измерительные ТТ ПС «Русские Выселки».....	39
4.4 Измерительные ТН ПС «Русские Выселки» на стороне 35 кВ	41
4.5 Электротехническое оборудование – 10 кВ	42
4.6 Измерительные ТТ ПС «Русские Выселки».....	44
4.7 Измерительные ТН ПС «Русские Выселки»	47
5 Релейная защита и автоматика.....	48
5.1 Выбор типа РЗА.....	48
5.2 Защита понизительных трансформатора «Русские Выселки»	49
5.3 Расчет уставок защит	49
5.4 Определение уставок ДЗТ с функцией торможения	53
5.5 Определение уставок ДТО	57

6	Выбор трансформаторов собственных нужд ПС «Русские Выселки»	59
7	Определение параметров системы молниезащиты подстанции	64
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	70
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	73

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая система страны влияет на развитие: экономики, промышленности, агрокомплекса и т.д.

Износ энергетического оборудования на подстанциях в энергетической отрасли является глобальной проблемой в данное время. Сегодня многие крупные государственные и частные компании обновляют свое энергетическое хозяйство через ремонтные программы, тарифные дела и инвестиционные проекты. Статистика на сегодняшний день говорит, что износ энергетического оборудования находится в диапазоне 75-80%, в зависимости от муниципального региона РФ.

Современная тенденция в энергетике – масштабное обновление структуры электрооборудования на подстанциях. Тенденция связана с физическими износами. Физические износы — это процессы устаревания структуры систем электроснабжения в результате долгой эксплуатации.

Основной целью работы является увеличение надежности электроснабжения электрической энергией потребителей, получающих питание от понизительной подстанции «Русские Выселки» 35/10 кВ, которая расположена в Ставропольском районе, Самарской области. Необходимость реконструкции подстанции обусловлено тем, что установленное на подстанции оборудование физически и морально устарело, а также выработало срок службы и дальнейшая его эксплуатация может привести к снижению надежности электроснабжения потребителей из-за повышения вероятности отказов и выхода из строя оборудования.

В работе планируется выполнить подробный анализ установленного оборудования и главной схемы подстанции. Выполненные расчеты в рамках работы позволят повысить надежность и качество электроснабжения потребителей.

Для достижения поставленной в работе цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить анализ оборудования подстанции «Русские Выселки» и определить загрузку силовых трансформаторов;
2. Определить уровни токов короткого замыкания на стороне ВН и НН.
3. Провести сравнительный анализ и выбор подходящего оборудования подстанции;
4. Выполнить расчет уставок микропроцессорной защиты силовых трансформаторов подстанции;
5. Выполнить расчет системы заземления и молниезащиты подстанции «Русские Выселки» с учетом замены оборудования.

При выполнении проекта реконструкции электрической части подстанции «Русские Выселки» напряжением 35/10 кВ необходимо использовать современные виды оборудования, рекомендуемые к применению на реконструируемых и вновь строящихся объектах электроэнергетики. Использовать современные методики и средства расчета параметров выбора оборудования. При выборе оборудования предпочтение отдавать оборудованию произведенному на территории РФ.

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

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

ПС 35/10 кВ «Русские Выселки» введена в эксплуатацию в 1952 году. Сегодня ПС 35/10 кВ «Русские Выселки» входит в структура Жигулевского производственного отделения, Самарских распределительных сетей.

Подстанция «Русские Выселки» 35/10 кВ расположена в Ставропольском районе, Самарской области. Представленная подстанция, согласно внешней электрической схеме питания, является тупиковой и прежде всего необходима для электроснабжения близлежащих потребителей. Типовая главная схема ПС 35/10 кВ «Русские Выселки» отображена на рисунке 1.2. Отличительной особенностью подстанции является то, что питание подстанции осуществляется по одной воздушной линии 35 кВ.

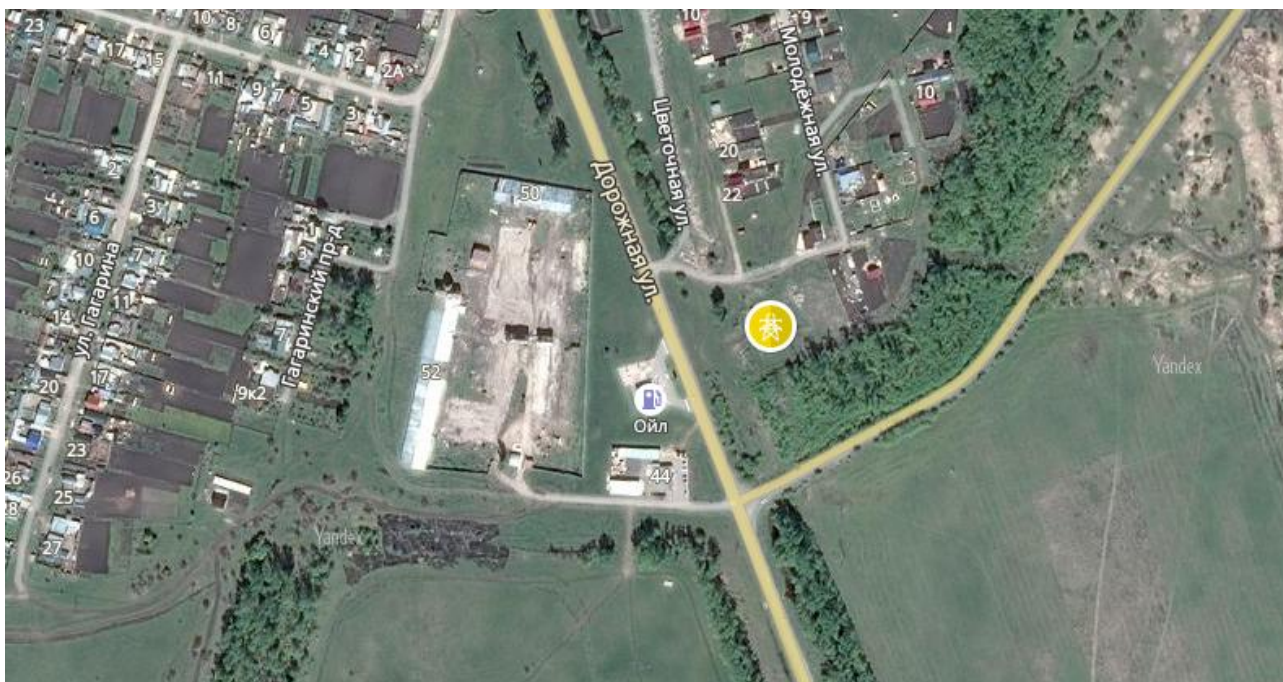


Рисунок 1.1 – План расположения подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки»

В настоящее время рассматривается вопрос о повышении надежности подстанции «Русские Выселки» за счет прокладки дополнительной воздушной линии напряжением 35 кВ. Поэтому при проектировании открытого распределительного устройства, в работе предлагается учесть возможность подключения второй ВЛ на подстанции «Русские Выселки».

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

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

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

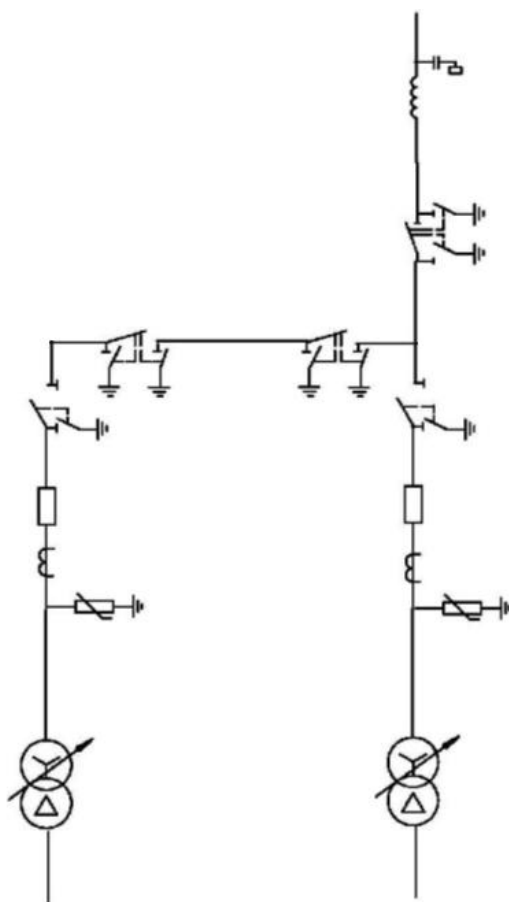


Рисунок 1.2 – Главная электрическая схема подстанции ПС «Русские Выселки»

1.3 Необходимость реконструкции подстанции «Русские Выселки»

ПС «Русские Выселки» введена в 1952 году. На подстанции с установленными интервалами выполнялись ремонтные работы.

Из общего количества установленного оборудования на подстанции, самым дорогим элементом, как всегда, являются силовые трансформаторы. При систематических перегрузках данных элементов происходит разрушение обмоток. К тому же на подстанции установлены два силовых трансформатора разной мощности.

В распределительном устройстве 10 кВ ПС «Русские Выселки» в эксплуатации находятся масляные выключатели марки ВМП – 10. Эти выключатели имеют низкий уровень по пожаробезопасности и сняты с производства. Поэтому эксплуатирующие и ремонтные службы Жигулевского производственного объединения не могут приобретать запасные части к данным выключателям.

Необходимо выполнить следующие мероприятия при реконструкции:

- установить на РУ-10 кВ вакуумные выключатели;
- в распределительном устройстве 35 кВ к установке применить выключатели вакуумные;
- установить новые измерительные трансформаторы тока и измерительные 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 $P_{ПС}^{макс} = 8,2$ МВт, а величина максимальной полной мощности подстанции $S_{ПС}^{макс} = 9,1$ 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:

$$k_3 = \frac{0,5 \cdot S_{ПС}^{макс}}{S_T}$$

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 на подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки».

$S_{ПС}, МВА$

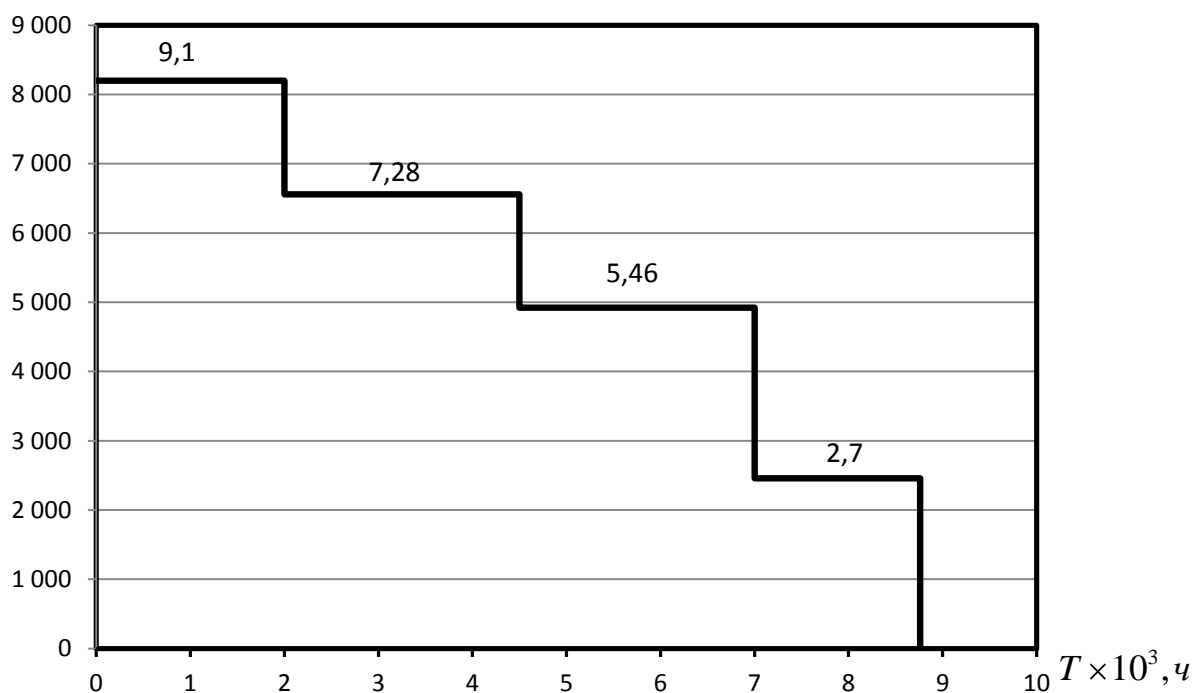


Рисунок 1.3 – Упорядоченный годовой график полной мощности подстанции

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

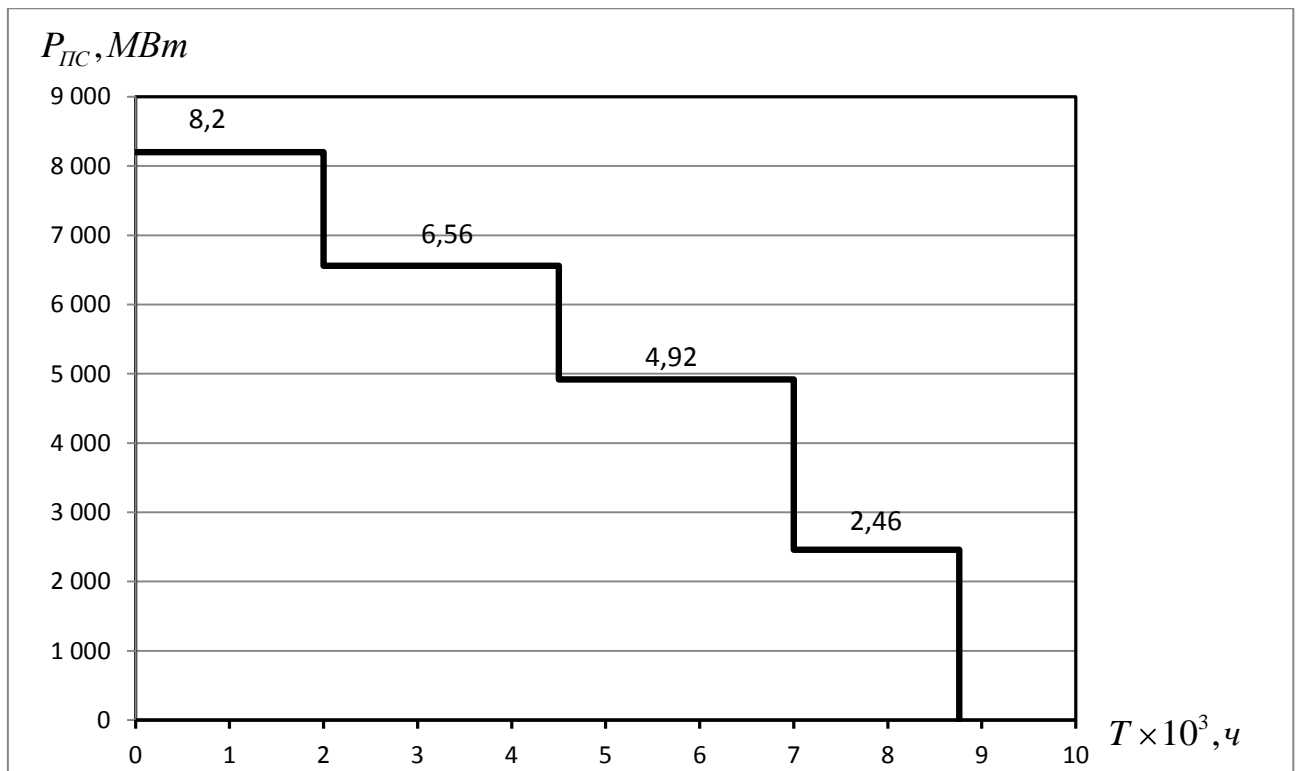


Рисунок 1.3 – Годовой график активной мощности подстанции

Определим потребляемую энергию по всей подстанции согласно годового графика нагрузки по выражению:

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

где P_{in} - значение активной мощности на каждой ступени годового графика активной мощности подстанции (значения подписаны для 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:

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

Выполним расчет параметров годового графика нагрузок подстанции. К параметрам графика относятся продолжительность максимальной годовой нагрузки, которая определяется из выражения:

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

Так же определим коэффициент заполнения годового графика нагрузки подстанции по выражению:

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

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:

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

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

Тогда условие выбора номинальной мощности силового трансформатора примет вид:

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

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

Таким образом выберем 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 (первого) варианта силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА, а в качестве альтернативного (второго варианта) примем силовой трансформатор мощностью 10 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 6300/110/6 кВ.

Первым этапом необходимо выполнить расчет потерь электрической энергии в силовом трансформаторе. Для этого выполним расчет приведенных потерь мощности в силовом трансформаторе марки ТМН 6300/110/6 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 двухобмоточного 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:

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

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

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.3)$$

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

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.4)$$

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

$$P'_к = \Delta P_к + k_{un} \cdot Q_{кз}, \quad (2.5)$$

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

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x, \quad (2.6)$$

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

$$P'_Т = P'_x + k_3^2 \cdot P'_к, \quad (2.7)$$

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	$k_3 = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}},$	1,446031746
Приведенные потери мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт	$P'_x = \Delta P_x + k_{ин} \cdot Q_x,$	8,335
Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода, квар	$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ},$	56,7
Приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора, кВт	$P'_k = \Delta P_k + k_{ин} \cdot Q_{кз},$	57,125
Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания, квар	$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ},$	472,5

Определим потери электрической энергии в силовом трансформаторе ТДН 10000/110/6 в соответствии с годовым графиком нагрузки подстанции представленном на рисунке 1.2.

Расчет потерь электрической энергии выполняется по формуле:

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

Потери электрической энергии на 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:

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

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:

$$S_{эПС} = S_{номТ} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}}, \quad (2.11)$$

Для базового варианта экономическая мощность равна:

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

Для удобства выполнения расчетов составим таблицу 2.3 куда 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:

$$C_{\rho} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (2.12)$$

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

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

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

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

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

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

Для этого сначала определим значение годовых отчислений:

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

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

Приведённые затраты определяются по выражению:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_o + I_{\rho}, \quad (2.15)$$

где E_H – 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 оборудование 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.

2.3 Определение технико-экономических показателей альтернативного 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 ТДТН 10000/35/10 кВ.

Первым этапом необходимо выполнить расчет потерь электрической энергии в силовом трансформаторе. Для этого выполним расчет приведенных потерь мощности в силовом трансформаторе марки ТДТН 10000/35/10кВ.

Таблица 2.5 – 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, %
ТДТН	10000	36,75	10,5	16,5	75	19	0,7

Для трансформатора, каталожные данные которого представлены в таблице 2.5. необходимо выполнить расчет потерь мощности. Расчет выполняется согласно методике, представленной в [17].

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

Определение коэффициента загрузки силового трансформатора исходя из максимальной полной мощности подстанции $S_{ПС}^{макс}$ и номинальной мощности силового трансформатора $S_{номТ}$, размерность мощностей принята кВА:

$$k_3 = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}}, \quad (2.16)$$

Далее необходимо определить потери реактивной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода, квар:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.17)$$

Следующим этапом определяется величина потерь реактивной мощности силового трансформатора в режиме короткого замыкания, квар:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.18)$$

Величина приведенных потерь активной мощности или нагрузочные потери в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания определяются из выражения:

$$P'_к = \Delta P_к + k_{ин} \cdot Q_{кз}, \quad (2.19)$$

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

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x, \quad (2.20)$$

В итоге, значение величины приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе складывается из значений, полученных в выражениях (2.16, 2.19, 2.20):

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (2.21)$$

Результаты расчета согласно представленной методике (2.16-2.21) представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета потерь мощности силового трансформатора

Параметр	Формула для определения параметра	Результат расчета
Приведенные потери активной мощности в трансформаторе, кВт	$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k,$	153,2125575
Коэффициент загрузки силового трансформатора	$k_3 = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}},$	0,911
Приведенные потери мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт	$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x,$	22,5
Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода, квар	$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ},$	70
Приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора, кВт	$P'_k = \Delta P_k + k_{un} \cdot Q_{кз},$	157,5
Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания, квар	$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ},$	1650

Определим потери электрической энергии в силовом трансформаторе ТДН 16000/110/6 в соответствии с годовым графиком нагрузки подстанции представленном на рисунке 1.2.

Расчет потерь электрической энергии выполняется по формуле:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{x_i} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{k_i}, \quad (2.22)$$

Потери электрической энергии на в силовом трансформаторе складываются из двух составляющих:

- потерь электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{x_i} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{x_i} \cdot T_i, \quad (2.23)$$

- потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания:

$$\Delta W_{k_i} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot k_{z_i} \cdot T_i, \quad (2.24)$$

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:

$$S_{\text{эПС}} = S_{\text{номТ}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}}, \quad (2.25)$$

Для базового варианта экономическая мощность равна:

$$S_{\text{эПС}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{22,5}{157,5}} = 3895,6 \text{ (кВА)}.$$

Для удобства выполнения расчетов составим таблицу 2.7 куда занесем все выполненные расчеты.

Таблица 2.7 –Расчет потерь электрической энергии в трансформаторе альтернативного 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 ХХ	Коэффициент загрузки трансформатора на соответствующей ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме КЗ
1	9110	2	1000	45000	0,911	65356,27875
2	7288	2	2000	90000	0,7288	83656,0368
3	5466	2	750	33750	0,5466	17646,19526
4	2733	1	600	13500	0,2733	7058,478105
			4350	182250		173716,9889
			Итого	355966,9889		

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

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (2.26)$$

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

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

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

$$I_э = C_э \cdot \Delta W_{ПС}, \quad (2.27)$$

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

Для этого сначала определим значение годовых отчислений:

$$I_o = p_{сум} \cdot K, \quad (2.28)$$

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

Приведённые затраты определяются по выражению:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I_o + I_э, \quad (2.29)$$

где E_H – 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 20 млн. руб.

Для удобства, расчеты приведенных затрат сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.8 – Результаты расчета приведенных затрат альтернативного варианта

Годовые отчисления I_o	3572000	руб
Капитальные затраты на оборудования ПС K	15000000x2	руб
Стоимость годовых потерь электроэнергии I_e	443595,8101	руб
Стоимость одного кВтч C_e	1,249066	руб/кВтч
Нормативный коэффициент дисконтирования E_n	0,15	
Приведенные затраты $Z_{пр}$	12263595,81	руб

2.4 Выбор трансформатора подстанции

Проведенные расчеты пункта 2.2 и пункта 2.3 для базового и альтернативного вариантов установки силовых трансформаторов необходимо выполнить сравнение приведенных затрат.

Приведенные затраты базового варианта с силовым трансформатором марки ТМН 6300/35/10 кВ составили 6191959,921 руб.

Для альтернативного варианта, с трансформатором марки ТДТН 10000/35/10 приведенные затраты равны 12263595,81 рублей.

Получаем, что

$$Z_{пр(базовый)} > Z_{пр(альтернативный)},$$

$$6191959,921 < 12263595,81.$$

Поэтому для дальнейших расчетов принят вариант установки на подстанции двух силовых трансформаторов марки ТМН 6300/35/10 кВ.

3 Определение значений токов короткого замыкания

Определить значения токов короткого замыкания (ТКЗ) необходимо на стороне 35 и 10 кВ 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 2. По составленной расчетной схеме составляется схема замещения.

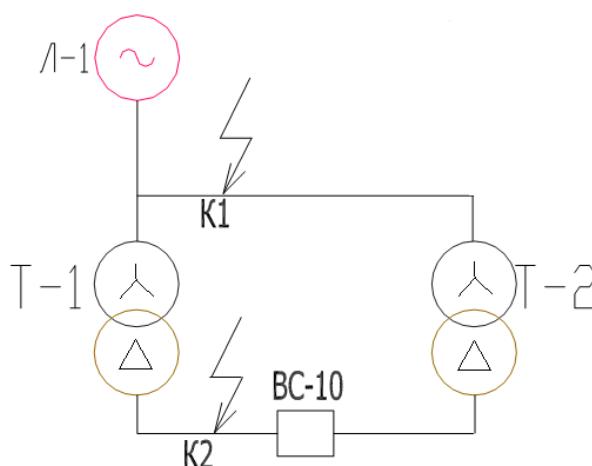


Рисунок 2 – Схема для определения значений ТКЗ

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 величины ТКЗ, следующей формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}, \quad (3.1)$$

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

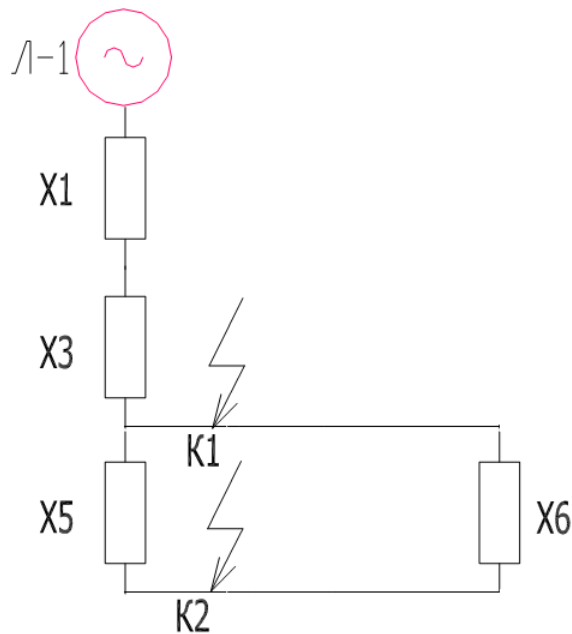


Рисунок 3 –Схема замещения для определения значений ТКЗ

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 15 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 91,6 \text{ кА}.$$

3.2 Нахождение элементов схемы

Формула для определения сопротивления энергетической системы:

$$X_c = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{кз}}}, \quad (3.2)$$

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

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

$$S_{\text{кз}} = 10 \cdot 38,5 \cdot \sqrt{3} = 667 \text{ МВА};$$

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

Расчет значения сопротивления воздушной линии:

$$X_l = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (3.4)$$

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

Расчет значения сопротивления силовых трансформаторов:

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{кз}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{тр}}}; \quad (3.5)$$

$$X_5 = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 11,9.$$

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:

$$i_{y\partial K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{n0K1}^{(3)}, \quad (3.6)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный показатель из книги.

$$i_{y\partial K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 2,72 = 7,3 \text{ кА};$$

$$I_{n\tau K1} = I_{n0K1}^{(3)} = 2,72 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau K1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^3 \cdot e^{-\tau/Ta},$$

где $i_{a\tau K1} = \sqrt{2} \cdot 2,72 \cdot 1,09 = 4,2 \text{ кА}$.

3.4 Определение ТКЗ в К2

Найдем сопротивление параллельно работающих трансформаторов:

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

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

Трехфазный ТКЗ в установленной точке К2, находим, как:

$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{1}{11,45} \cdot 91,6 = 8 \text{ кА.}$$

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

$$i_{y\partial K2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 8 = 21 \text{ кА};$$

$$I_{n\tau K2} = I_{n0K2}^{(3)} = 8 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau K2} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot 1,09 = 12,4 \text{ кА.}$$

Полученные данные величин ТКЗ в точках К1; К2 отразим в таблице 2.

Таблица 2 – По итогу значения токов КЗ

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

Таблица 3 – 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

Анализ параметров, представленных в таблице 3 к установке на подстанции «Русские Выселки» предлагается высоковольтный выключатель марки ВВСТ-35. Вид выбранного выключателя представлен на рисунке 6. 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:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (4.1)$$

$$35кВ \geq 35кВ.$$

2. Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{ном} \geq I_{раб}; \quad (4.2)$$

$$I_{раб} = 180 А; ;$$

$$I_{раб} = 1600 А;$$

$$1600 \geq 180.$$

3. По коммутационной способности:

а) способность отключения симметричного тока:

$$I_{П\tau} \leq I_{откл.ном.}; \quad (4.3)$$

$$I_{П\tau} = 2,72 кА;$$

$$I_{откл.ном.} = 25кА;$$

$$2,72 \leq 25.$$

б) возможность отсечения апериодической величины КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном.} \cdot I_{откл.ном.}, \quad (4.4)$$

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

$$\tau = t_{PЗ} + t_{CB} = 0,015 + 0,04 = 0,065 \text{ сек}$$

$$\tau = 0,015 + 0,04 = 0,065 \text{ сек},$$

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном.} \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 25 = 12,4 \text{ кА};$$

$$\beta_{a.ном} = \frac{i_{a.т}}{\sqrt{2} \cdot I_{н.т}} \Rightarrow i_{a.т} = \beta_{ном.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.т} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 2,72 = 1,35 \text{ кА};$$

$$i_{a.т} = 1,35 \leq i_{a.ном.} = 12,4 \text{ (кА)}.$$

3. способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

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

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

где $I_{нр.с.} = 62,5 \text{ кА}$ – значение сквозного тока берется из каталога; $I_{п.о.} = 2,72$ – большее значение периодической ТКЗ.

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

4. По тепловому импульсу:

$$B_K \leq B_{ном.}; \quad (4.7)$$

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

$$B_{ном.} = I_{тер}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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 представлен сравнительный анализ двух типов разъединителей.

Таблица 4 – 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:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (4.8)$$

$$35кВ \geq 35кВ.$$

2. Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{ном} \geq I_{раб}; \quad (4.9)$$

$$I_{раб} = 180А;$$

$$I_{раб} = 630А;$$

$$630 \geq 240.$$

3. способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

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

$$I_{уд} \leq I_{Прс}; \quad (4.11)$$

$$I_{уд} = 7,3 кА;$$

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

К установке видираю разъединитель РГП – СЭЩ – 35 кВ.

4.3 Измерительные ТТ ПС «Русские Выселки»

В таблице 5 представлен анализ двух аналогов измерительных трансформаторов тока.

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

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

$$35кВ \geq 35кВ.$$

Таблица 5 – Сравнение двух аналогов

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

2. Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

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

$$I_{раб} = 180 А;$$

$$I_{раб} = 300 А;$$

$$300 \geq 180.$$

3. Способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$I_y \geq I_{эд}; \quad (4.14)$$

$$I_y = 7,3 кА;$$

$$I_{эд} = 42 А;$$

$$42 \geq 17,5.$$

4. По тепловому импульсу:

$$B_K \leq B_{тер}; \quad (4.15)$$

$$B_K = I_n^2 \cdot t = 2,7^2 \cdot 1 = 7,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{тер} = K_m^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_m = 120^2 \cdot 0,3^2 \cdot 4 = 5184 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

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

Сопротивление измерительных аппаратов:

$$r_{приб} = \frac{S_{\Sigma пр}}{I_2^2} = \frac{5,3}{5^2} = 0,212 \text{ Ом},$$

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

Полное сопротивление всех аппаратов:

$$r_2 = 0,212 + 0,1 + 0,056 = 0,37 \text{ Ом};$$

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

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

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

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

Таблица 6 - 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
$S_{\Sigma ПР} = 5,3ВА$				

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

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (4.16)$$

$$35кВ \geq 35кВ.$$

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

$$S_{\Sigma ПР} \leq S_{Ном}, \quad (4.17)$$

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

$$S_{Ном} = 6,2ВА;$$

$$S_{\Sigma ПР} \leq S_{Ном}; \quad (4.18)$$

$$6,2 \leq 150ВА.$$

Примем к установке измерительный ТН ЗНОЛ.П на 35 кВ.

Таблица 7 - 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 – 10 кВ

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 особо важных.

Сравнительные характеристики вакуумных выключателей представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры выключателей

Технические показатели	ВВ/TEL-10	ВБКЭ
$U_{ном}, \text{ В}$	10000	10000
$I_n, \text{ А}$	1000	1000
$I_{токоотключения}, \text{ А}$	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:

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

$$10кВ \geq 10кВ.$$

2. Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

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

$$I_{раб} = 600А;$$

$$I_{раб} = 1000А;$$

$$1000 \geq 600.$$

3. По отключающей способности:

а) способность отключения симметричного тока:

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

$$I_{П\tau} = 8кА;$$

$$I_{откл.ном.} = 20кА;$$

$$8 \leq 20.$$

б) возможность отсечения апериодической величины КЗ:

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

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

$$\tau = t_{P3} + t_{CB} = 0,01 + 0,05 = 0,06.$$

Рассчитаем возможность отсечения:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,9 \text{ кА};$$

$$\beta_{a.ном} = \frac{i_{a.т}}{\sqrt{2} \cdot I_{н.т}} \Rightarrow i_{a.т} = \beta_{ном} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.т} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 8 = 3,96 \text{ кА};$$

$$i_{a.т} = 3,96 \leq i_{a.ном} = 9,9 \text{ (кА)}.$$

4. Способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

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

$$I_{уу} \leq I_{нр.с.}; \quad (4.24)$$

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

$$8 \leq 20.$$

5. По тепловому импульсу:

$$B_{к} = I_n^2 \cdot t = 8^2 \cdot 0,06 = 3,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{ном} = I_{мер}^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

$$B_{к} \leq B_{мер} = 3,84 \leq 1200.$$

4.6 Измерительные ТТ ПС «Русские Выселки»

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

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

$$10кВ \geq 10кВ.$$

2. Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

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

$$I_{раб} = 600А;$$

$$I_{раб} = 1500А;$$

$$1500 \geq 600.$$

3. Способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$I_y \geq I_{эд}; \quad (4.27)$$

$$I_y = 21 кА;$$

$$I_{эд} = 100кА;$$

$$100 \geq 40.$$

4. По тепловому импульсу – на «термику»:

$$B_K \leq B_{тер}; \quad (4.28)$$

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

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

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

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

Сопротивление измерительных аппаратов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma \text{пр}}}{I_2^2} = \frac{5,3}{5^2} = 0,212 \text{ Ом},$$

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

Номинальное полное сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,212 + 0,1 + 0,056 = 0,37 \text{ Ом};$$

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

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

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

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

Таблица 10 - 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
$S_{\Sigma \text{пр}} = 5,3 \text{ ВА}$				

4.7 Измерительные ТН ПС «Русские Выселки»

1. Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

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

$$10кВ \geq 10кВ.$$

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

$$S_{\Sigma ПР} \leq S_{Ном}, \quad (4.30)$$

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

$$S_{Ном} = 6,2ВА;$$

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

$$6,2 \leq 120ВА.$$

Беру к установке измерительный ТН НАМИ на 10 кВ (рисунок 12).

Таблица 7 - 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
		$S_{\Sigma ПР} = 6,2ВА$

5 Релейная защита и автоматика

Раздел ПУЭ, регламентирует виды защиты силовых трансформаторов. В таблице 8 представлен результат анализа ПУЭ, в части РЗА.

Таблица 8 – Защита ПС 35/10 кВ «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 35/10 кВ «Русские Выселки» буду выбирать цифровые терминалы компании «Бреслер» г. Чебоксары.

Визуально терминал TOP 200 продемонстрирован на рисунке 13.

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

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

Завод-изготовитель позиционирует свое изделие, как изделие которое может полностью удовлетворять потребностям заказчика.

5.2 Защита понизительных трансформатора «Русские Выселки»

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

Выбранный шкаф ШТ2108 включает в себя главную 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 - выключатель на стороне ВН.

5.3 Расчет уставок 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:

$$I_{ном,n} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном,n}}, \quad (5.1)$$

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

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

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

Выбор показателей уставок 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 дифференциальной отсечки находится, как арифметическая сумма всех токов плеч, основных гармоник соответствующих каналов дифференциальной ТЗ:

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

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

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

$$\underline{I}_{вых} = \underline{I}_{вх} - \underline{I}_{диф}; \quad (5.3)$$

$$I_{\text{торм}} = \begin{cases} 0, & \text{при } 90^0 \leq \varphi \leq 270^0 \\ \sqrt{I_{\text{вх}} \cdot I_{\text{вых}} \cos \varphi}, & \text{при } -90^0 \leq \varphi \leq 90^0 \end{cases}, \quad (5.4)$$

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).

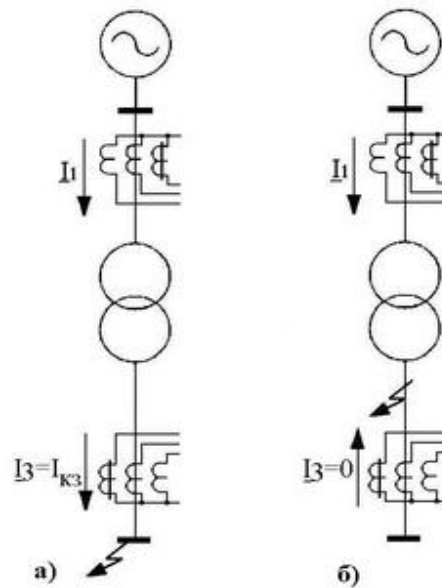


Рисунок 5.1 – Распределение токов в понижающем трансформаторе при КЗ:
внешнем- а; внутреннем - б

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

$$I_{\text{диф}} = I_1 - I_3. \quad (5.5)$$

Величина входного тока $I_{\text{вх}}$ равна максимальному значению из токов следующих токов: I_1 и I_3 , в нашем случае току $I_3 = I_{\text{кз}}$.

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

$$I_{вых} = I_{вх} - I_{диф} = I_3 - 0 = I_{КЗ}. \quad (5.6)$$

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

$$I_{торм} = \sqrt{I_{вх} \cdot I_{вых} \cos \varphi} = \sqrt{I_{КЗ} I_{КЗ} \cos 0} = I_{КЗ}. \quad (5.7)$$

При КЗ происходящее в зоне действия защиты (рисунок 146). В данном конкретном случае принимается, что со стороны низкого напряжения - 10 кВ, подпитки от двигателей нет, т.е. $I_3 = 0$. Поэтому дифференциальный ток можно будет определить, как:

$$I_{диф} = I_1 = I_{КЗ}. \quad (5.8)$$

Из представленных расчетов, входной ток $I_{ВХ}$, как видно равен току максимальному - I_1 .

Выходной ток $I_{ВЫХ}$ найду, как:

$$I_{вых} = I_{вх} - I_{диф} = I_1 - I_1 = 0. \quad (5.9)$$

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

Согласно инструкции, в выбранном терминале возможна защита для понижающих трансформаторов с разнообразными группами обмоток. Схемы и группы трансформатор, вносятся в программу терминала в виде отдельной вкладки «Группа».

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 уставку группы соединения обмоток трансформатора. Есть возможность использовать ДЗТ в схеме с измерительными трансформаторами тока на сторонах СН и/или НН. В таком случае основная защита выполняется как двухканальная.

5.4 Определение уставок 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: входной и/или выходной токи меньше задаваемой уставки.

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.

Уставки 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 который характеризует переходный режим, в расчетах приму 1; $k_{\text{одн}}$ - показатель

характеризующий однотипность измерительных ТТ; ε - относительный показатель полной погрешности измерительных ТТ, в расчётах приму равным 0,1; $I''_{нб.расч}$ - значение тока небаланса, характеризующиеся регулированием напряжения понизительного трансформатора; $\Delta U_{рег}$ - погрешность, которая появляется при регулировании величины напряжения под нагрузкой; $I'''_{нб.расч}$ - значение тока небаланса, которая характеризует погрешность выравнивания токов плеч в цифровом терминале; $f_{выр}$ - показатель выравнивания токов плеч в цифровом терминале.

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

$$I''_{нб.расч*} = 0;$$

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

$$I_{нб.расч*} = 0,1 \cdot I_{расч*} + 0 + 0,03 \cdot I_{расч*} = 0,13.$$

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

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

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

$$I_{диф.нач} = 1,2 \cdot 0,13 = 0,16.$$

Уставка в термине будет задаваться в процентом соотношении от величины тока наиболее мощной обмотки понизительного трансформатора. Для этого расчетное значение уставки 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 уставку, 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 коротком замыкании;

$$I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \times I_{\text{нб.расч}*}, \quad (5.18)$$

где $k_{\text{отс}}$ принимаю, равным 1,2, и данный показатель отстройки, учитывает ошибки расчетов и необходимый запас; $I_{\text{нб.расч}*}$ - величина тока, определяемая при внешнем КЗ. Показатели переходных режимов – $k_{\text{пер}}$; значение $I_{\text{расч}*}$, согласно нормативным документам, необходимо принять

равным максимальному току при внешнем коротком замыкании.

$$I_{расч*} = \frac{I_{КЗmax}}{I_{номВН}} = \frac{1510}{168,07} = 8,98;$$

$$I'_{нб.расч*} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{расч*} = 0,2 \cdot I_{расч*};$$

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

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

где $I_{торм.расч}$ – величина тормозного тока в режиме КЗ.

$$I_{торм.расч} = 9;$$

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

Примем в работе уставку равную 0,3.

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

$$I_{акт2} \geq k_{отс} \cdot I_{нагр.макс*}, \quad (5.19)$$

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

$$I_{нагр.макс*} = \frac{I_{нагр}}{I_{номВН}} = \frac{168,07}{168,07} = 1,$$

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

Уставка ($I_{\text{актг2}}$) в терминале будет задаваться в процентом соотношении от величины тока наиболее мощной обмотки понизительного трансформатора. Для этого расчетное значение уставки необходимо будет умножить на 100%.

Для устанавливаемой защиты Бреслер типа ШТ2108 проверку чувствительности рассчитывать нет необходимости, т.к. данный показатель выполняется всегда.

5.5 Определение уставок 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, уставку лучше находить по следующей формуле:

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}, \quad (5.20)$$

$$I'_{\text{нб.расч*}} = 0,35 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{расч*}} = 0,35 \cdot I_{\text{расч*}}; \quad (5.21)$$

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

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

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

Уставка ($I_{дто}$) в терминале будет задаваться в процентом соотношении от величины тока наиболее мощной обмотки понизительного трансформатора. Для этого расчетное значение уставки 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 9. При выборе ТСН необходимо учесть, что подключение ТСН осуществляется со стороны 10 кВ подстанции «Русские Выселки». При выборе мест установки ТСН необходимо учитывать их мощность и размер. Для подстанции «Русские Выселки» необходимо выбрать ТСН с напряжением 10/0,4 кВ. Система рабочего заземления источника питания собственных нужд принята глухозаземленная типов TN-C и TN-S.

Таблица 9 – Нагрузка собственных нужд подстанции «Русские Выселки»

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

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
	Обогрев привода (для каждого ножа)	10	$0,225 \times 10 = 2,25$	
Выключатель 35кВ	Пружинный привод	2		$1,1 \times 2 = 2,2$
	Обогрев шкафа	8	$0,5 \times 8 = 4$	
Шкафы Зажимов ОРУ-35кВ (ШЗВ+ЯЗН+ШУ)	Обогрев шкафа	5	$0,2 \times 5 = 1$	
Шкафы Зажимов ОРУ-35кВ (ШЗВ+ЯЗН+ШУ)	Освещение шкафа	5		$0,06 \times 5$
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 9 получено, что значение мощности потребителей СН подстанции «Русские Выселки» составляет 100,35 кВт. Тогда полная мощность потребителей системы СН составит:

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

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

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

$$S_{TP.TCH} = \frac{S_{CH} \cdot K_{I-II}}{1,4 \cdot (n-1)}, \quad (6.2)$$

$$S_{TP.CH} \geq \frac{S_{CH} \cdot K_{I-II}}{1,4 \cdot (n-1)} = \frac{111,5 \cdot 1}{1,4 \cdot (2-1)} = 79,64 \text{ кВА},$$

Используя стандартный ряд мощностей трансформаторов на напряжение 10/0,4 кВ 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 100 кВА.

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

$$k_{з.TCH} = \frac{S_{CH}}{n \cdot S_{TP.CH}}. \quad (6.3)$$

Тогда коэффициент загрузки трансформатора ТМГ 100-10/0,4 кВ

$$k_{з.TCH} = \frac{S_{CH}}{n \cdot S_{TP.CH}} = \frac{111,5}{2 \cdot 100} = 0,557 \approx 0,6.$$

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, материал изготовления корпуса шкафов СН –

оцинкованная сталь; щит собственных нужд на напряжение 0,4 кВ (ЩСН-0,4 кВ) выполняется шкафного типа со стационарными автоматическими выключателями.

В ЩСН 0,4 кВ предусматривается система автоматического ввода резерва (АВР). При нарушении питания трансформатора собственных нужд подключенного к одной из секций шин 10 кВ автоматикой 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 0,4 кВ, 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 0,4 кВ 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 0,4 кВ. Так же 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 0,4 кВ ЩСН по выражению:

$$S_{КЗ} = 0,001 \cdot S_H / (U_k / 100), \quad (6.4)$$
$$S_{КЗ} = 0,001 \cdot 160 / (4 / 100) = 4,$$

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

Используя полученное значение мощности трехфазного ТКЗ найдем величину фазного тока по выражению:

$$I_{КЗ} = \frac{S_{КЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \text{ (кА)} \quad (6.5)$$

$$I_{КЗ} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 5,78 \text{ (кА)},$$

где $S_{КЗ}$ - мощность короткого замыкания; U_H - номинальное напряжение системы СН, принята равной 0,4 кВ.

Так же для системы СН подстанции «Русские Выселки» необходимо определить ток теплового расцепителя для автоматических выключателей, устанавливаемых в ЩСН 0,4 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, 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 будут: высота наиболее высокого объекта расположенного на территории подстанции (оборудование на территории ОРУ) $h_x=3,8$ м, габаритные размеры объекта (подстанции) - ширина $b=20$ м и длина $a=37,25$ м. Расстояние между ближними молниеотводами $l_1=17,5$ м и расстояние между удаленными молниеотводами $l_2=26,275$ 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 $h \leq 30$ м, согласно [Кабышев].

Расположение молниеотводов определяется исходя из плана подстанции представленного на листе графической части выпускной квалификационной работы.

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

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{17,5^2 + 26,275^2} = 32,2 \text{ м} \quad (7.1)$$

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

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

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), определяемая из выражения:

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

будет равна:

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

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

$$L = < 8 h_a, \quad (7.5)$$

$$32,17530109 = < 32,17530109.$$

Исходя из того, что условие выполняется, то 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 так же радиусы защиты стержневого молниеотвода на уровне земли (r_0) и на высоте защищаемого объекта (r_x) по выражениям:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 9,2,$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 8,73,$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 15 \text{ (м)},$$

Определим высоту средней части попарно взятых молниеотводов по выражениям:

для молниеотводов с наименьшим расстоянием:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 13,95,$$

для молниеотводов с наибольшим расстоянием:

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) = 12,62 \text{ (м)},$$

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 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 равно:

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

$$\gamma = N \Psi_n \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0,000003927$$

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 представленной на рисунке один видно, что все оборудование и территория подстанции попадает в зону защиты молниепримеников с высотой $h = m$.

Тогда показатель грозоупорности подстанции составляет:

$$m = \frac{1}{\gamma} = 254647,3135 \text{ (лет)}.$$

Система молниезащиты подстанции обеспечивает требуемый уровень надежности от ударов молнии.

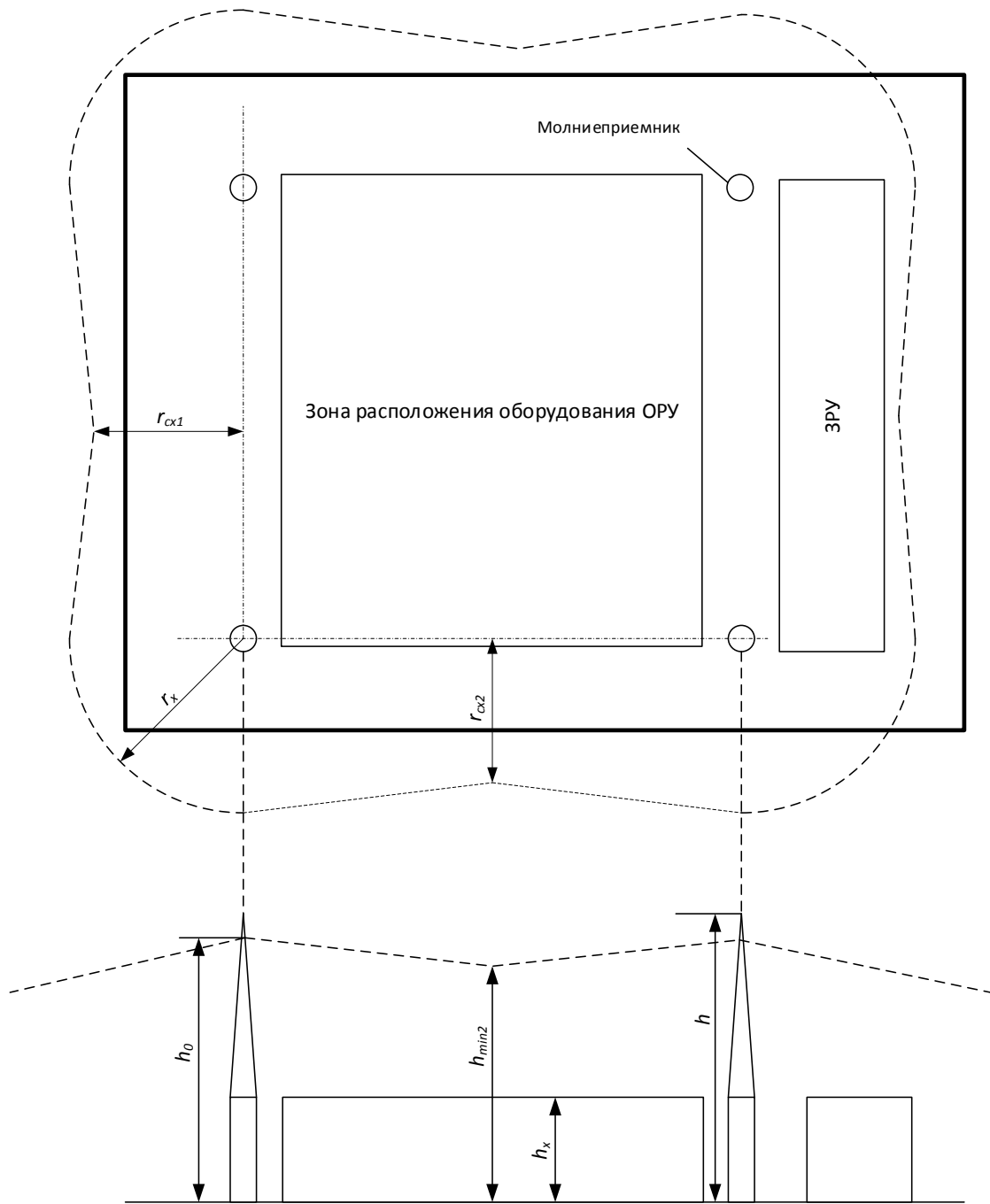


Рисунок 7.1 – Схема молниезащиты подстанции

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции электрической части подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки».

Для выполнения проекта реконструкции в ВКР проведен анализ оборудования и схемы понизительной подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки». Подстанция получает питание по одной воздушной линии напряжением 35 кВ «Кирпичная». Проведенный анализ оборудования позволил выделить оборудование, которое нуждается в замене при проведении реконструкции. Анализ показал, что на подстанции установлено высоковольтное оборудование, которое физически и морально устарело и требует замены на более современное. В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора марок ТМН, с мощностью 4000 кВА и 6300 кВА. Проведенный анализ загрузки силовых трансформаторов показал, что трансформаторы работают с перегрузкой и требуется провести их замену.

Для оптимального выбора силовых трансформаторов подстанции «Русские Выселки» проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов – базового, с установкой двух трансформаторов ТМН 6300/35/10 и альтернативный вариант – с установкой двух трансформаторов ТДН 10000/35/10. Проведенное технико-экономическое сравнение показало, что базовый вариант имеет меньшие приведённые затраты, поэтому он был принят к установке.

В ВКР выполнен расчет токов 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, так как данный режим будет характерен для более высоких значений ТКЗ на подстанции. Проведенный расчет трехфазных токов КЗ позволил выбрать оборудование подстанции на стороне 35 и 10 кВ.

Выбор оборудования на для установки на подстанции производился исходя из технического сравнения нескольких вариантов. При выборе оборудования подстанции предпочтение отдавалось оборудованию российского

производства. Для установки на стороне 35 кВ были приняты высоковольтные силовые выключатели марки ВВСТ-35. Так же на стороне 35 кВ выбраны разъединители марки РГП-СЭЩ-35, производства завода «Самарский Электрощит». Для проведения измерений, а так же для подключения устройств релейной защиты и автоматики в работе, для установки на стороне 35 кВ 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 10 кВ были приняты высоковольтные силовые выключатели марки ВВ/TEL производства компании «Таврида-Электрик». Так же в распределительном устройстве 10 Кв к установке приняты измерительные трансформаторы тока марки ТЛМ-10 производства завода «Самарский электрощит» 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 уставки 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 выбрана 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, требуется провести расчет системы молниезащиты подстанции «Русские Выселки». К установке на подстанции принято четыре молниеприемника высотой 10 м. Установка Молниеприемников выполняется на порталных опорах. В результате выполнения ВКР выполнен проект реконструкции электрической части

понижительной 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. Абрамова Е.А. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий. - Оренбург: ОГУ, 2012. - 106 с.
2. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2016. - 288 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. - Тольятти: ТГУ, 2016. - 75 с.
4. Измерительные трансформаторы тока // Производственно-коммерческая компания «КЭРС» URL: <http://kers.su/upload/files/37e93ca8f723eb6e0350e5c5af8515ce.pdf> (дата обращения: 11.06.2018).
5. 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).
6. 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: 11.06.2018).
7. Конюхова Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий: учебник для вузов. - М.: Русайнс, 2016. - 102 с.
8. Кудрин Б.И., Жилин Б.В. Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 412 с.
9. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. - 92 с.
10. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. - СПб.: Прокниг, 2014.
11. Общая техническая информация. Выключатели вакуумные высоковольтные 6-10 кВ // НПП "Контакт" URL: <http://www.kontakt->

saratov.ru/vikl_vbe_10_31-5/teh_harakter_vbe_10-315/ (дата обращения: 11.06.2018).

12. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.

13. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. от 1 июля 2003. - 2003 г.

15. Проходные трансформаторы тока ТПОЛ-10. // ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" URL: http://www.cztt.ru/tpol_10.html (дата обращения: 11.06.2018).

16. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. - 3-е изд. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

17. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.

18. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение: учеб. пособие. - М.: Директ-медиа, 2014.

19. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 296 с.

20. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. - Тольятти: ТГУ, 2015. - 124 с.

21. 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". - 2016 г.

22. Техническая информация. Вакуумный выключатель ВВ/TEL // Таврида Электрик URL: <https://tavrida.com/upload/iblock/117/1175b4c83c099ae3e31183cd8622e164.pdf> (дата обращения: 11.06.2018).
23. Техническая информация. Камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО) "Новация" // Таврида Электрик URL: <https://www.tavrida.com/upload/iblock/eb0/eb073b0088934fe4352e672c69ea342c.pdf> (дата обращения: 11.06.2018).
24. 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).
25. Техническая информация. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ - 10 // Электрощит Самара URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/b57/ti_tol10_electroshield.ru.pdf (дата обращения: 11.06.2018).
26. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.
27. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.
28. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.
29. 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. - 320 с.
30. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.