

АННОТАЦИЯ

Тема выпускной квалификационной работы «Модернизация понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Сидоровская». Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции электрической части подстанции «Сидоровская».

Первая часть выпускной работы состоит из расчета электрической нагрузки подстанции «Сидоровская». Полученные результаты используются для определения мощности силовых трансформаторов подстанции. Для оптимального выбора мощности и типа силовых трансформаторов проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов установки силовых трансформаторов. Первый вариант с установкой двух силовых трансформаторов ТДТН 40000 110/35/10 кВ, а второй вариант - двумя силовыми трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10 кВ. В результате проведенного сравнения установлено, что установка силовых трансформаторов марки ТДТН 63000/110/35/10 кВ будет наиболее оптимальной.

Вторая часть выпускной квалификационной работы бакалавра посвящена определению токов короткого замыкания.

Результаты расчетов были использованы в третьей части выпускной квалификационной работы, связанной с выбором высоковольтного оборудования распределенных устройств подстанции, расчетом параметров релейной защиты подстанции и расчетом системы заземления подстанции.

Для защиты силового трансформатора от повреждений и аварийных режимов работы в выпускной квалификационной работе проведен расчет уставок релейной защиты силового трансформатора. Для защиты силового трансформатора был выбран микропроцессорный блок защиты.

Замена оборудования и силовых трансформаторов подстанции потребовала расчета зон действия молниезащиты.

Пояснительная записка содержит 65 страниц, 10 таблиц и 5 цифр. Графическая часть работы бакалавра представлена на 6 рисунках формата А1.

ABSTRACT

The title of graduation work is modernization of substation 110/35/10 kV “Sidorovskaya”. The goal of the graduation work is to design a project for modernization the electrical annex of “Sidorovskaya” substation. The “Sidorovskaya” substation have three voltage levels with a transformer between them.

The first part of graduation work consists of the electrical load calculations of the “Sidorovskaya” substation. The obtained calculation results use to determine the power of the power transformers of the substation. To optimize the choice of power transformers, in the first part we made a technical and economic comparison between two variants. The first variant with the installation of two power transformers TRDN 25000/110/35/10 kV, and the second variant is two power transformers TRDN 40000/110/35/10 kV. The comparision show that installation of a TRDN 25000/110/35/10 Kv power transformer would be more optimal.

The second part of the graduation work, focused on the short circuit currents calculation. The short currents calculation made by taking into account the changes in the substation scheme. The changes that affect on the level of short-circuit currents have been affected only by power transformers. As a result, the values of short-circuit currents on the 110 kV side, 35 kV side and on the 10 kV side were obtained.

The results of short current calculations used in the third part of graduation work, to select the high voltage equipment of distributed devices, calculating the relay protection settings of the substation and calculating the substation grounding system.

Explanatory note for graduation work contains 61 pages, 10 tables and 5 figures. Graphical part consists of six A1 format drawings.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Характеристика объекта модернизации.....	8
2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	13
3 Выбор электрической схемы подстанции.....	20
4 Расчет токов короткого замыкания	21
5 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	26
5.1 Выбор выключателей.....	26
5.2 Выбор разъединителей	28
5.3 Выбор трансформаторов тока.....	29
5.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	32
5.5 Выбор жестких шин	33
5.6 Выбор изоляторов	35
5.7 Выбор гибких шин и токопроводов	36
5.8 Выбор кабелей.....	37
6 Расчет собственных нужд подстанции «Сидоровская» 110 кВ.....	39
7 Расчет заземления подстанции	40
7.1 Заземляющие устройства в установках с изолированной нейтралью.....	40
7.2 Расчет заземляющих устройств на стороне 110 кВ.....	42
8 Молниезащита подстанции «Сидоровская» 110 кВ	46
9 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов	48
9.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ	48
9.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора	50
9.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора.....	52
9.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	53
10 Монтаж комплектных распределительных устройств внутренней установки	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	58

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является основополагающей отраслью народного хозяйства. Особенностью электроэнергетического производства является общность процессов производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Функционирование всех отраслей народного хозяйства страны зависит от состояния электроэнергетической отрасли. Кроме того, от состояния и развития электроэнергетики зависит и безопасность страны.

К основным объектам электроэнергетики относятся электрические станции на которых производят электрическую энергию, электрические подстанции на которых происходит преобразование и распределение электрической энергии, а также линии электропередачи (воздушные и кабельные) по которым происходит передача электрической энергии.

Становление и развитие электроэнергетической системы России берет начало с 20-х годов 20 века. В этот период были заложены основы современной Единой Национальной Электрической Сети (ЕНЭС).

В процессе создания и развития ЕНЭС выполнялось не только строительство новых объектов, но и модернизация существующих. Так как электроэнергетика связана со всеми отраслями народного хозяйства страны, то темпы ее развития должны опережать темпы развития остальных отраслей. Отставание в развитии может привести к нарушению нормального функционирования ЕНЭС.

В структуру ЕНЭС входят электрические подстанции. Электрические подстанции – являются промежуточным звеном между электрическими станциями (объектами генерации) и потребителями. Электрические подстанции характеризуются по уровню напряжения, местоположению в ЕНЭС и типам потребителей, подключенных к ним.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) потребители классифицируются по уровню надежности электроснабжения. Выделены три основных категории потребителей. К потребителям первой категории относятся потребители, для которых должно быть обеспечено бесперебойное

электрообеспечение, т.е. они должны получать питание от двух независимых источников. Перерыв в электрообеспечении таких потребителей может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Среди потребителей первой категории надежности электрообеспечения выделяются особо ответственные потребители «особой категории» - для которых перерыв в электрообеспечении недопустим. Ко второй категории надежности электрообеспечения относятся потребители, перерыв электрообеспечения которых может повлечь массовый недоотпуск продукции, массовый простой рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушение нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. К третьей категории надежности электрообеспечения относятся потребители, попадающие под категории 1 и 2. Для потребителей третьей категории допускается обеспечивать питание от одного источника электрической энергии, при условии соблюдения периода перерыва электрообеспечения, не превышающего 24 часов.

По местоположению роли в ЕЭС подстанции подразделяются на тупиковые, ответвительные, узловые и проходные.

Исходя из того какие потребители подключены к подстанции и какую роль, она играет в ЕЭС выбирается количество силовых трансформаторов и тип электрической схемы подстанции.

При выборе электрической схемы необходимо учитывать перспективу развития питаемого района, возможность подключения новых потребителей и т.д.

В работе рассматривается модернизация электрооборудования подстанции 110/35/10 кВ «Сидоровская». Модернизация электрооборудования подстанции вызвана моральным и физическим износом оборудования, а также ростом электрических нагрузок питаемого района.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта модернизации электрооборудования подстанции «Сидоровская» 110/35/10 кВ.

Для достижения поставленной цели в работе необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить расчет электрической мощности подстанции
2. Выбрать электрическое оборудование
3. Рассчитать молниезащиту и заземление объекта.

При выполнении ВКР необходимо использовать современные и актуальные методики проектирования и нормативные акты. При выборе электрооборудование предпочтение необходимо отдавать оборудованию произведенному на территории РФ.

1 Характеристика объекта модернизации

Подстанция 110/35/10 кВ «Сидоровская» расположена в Новокузнецком районе Кемеровской области. Подстанция «Сидоровская» была введена в эксплуатацию в 1965 году. Зона электроснабжения подстанции «Сидоровская» - Кузнецкий РЭС. Подстанция находится на эксплуатации в филиале ПАО «МРСК-Сибирь»- ОАО «Кузбассэнерго – региональные электрические сети». На рисунке 1.1 представлен план расположения подстанции «Сидоровская» напряжением 110/35/10 кВ.



Рисунок 1.1 – План расположения подстанции «Сидоровская»

Подстанция «Сидоровская» имеет три класса напряжения: 110, 35 и 10 кВ. Распределительные устройства напряжением 110 и 35 кВ выполнены открытыми – ОРУ, а распределительное устройство 10 кВ выполнено закрытым – ЗРУ.

На стороне 110 кВ открытое распределительное устройство выполнено по схеме 110-4Н, а распределительные устройства 35 и 10 кВ выполнены по схеме одна секционированная система шин. Схема подстанции «Сидоровская» представлена на рисунке 1.2.

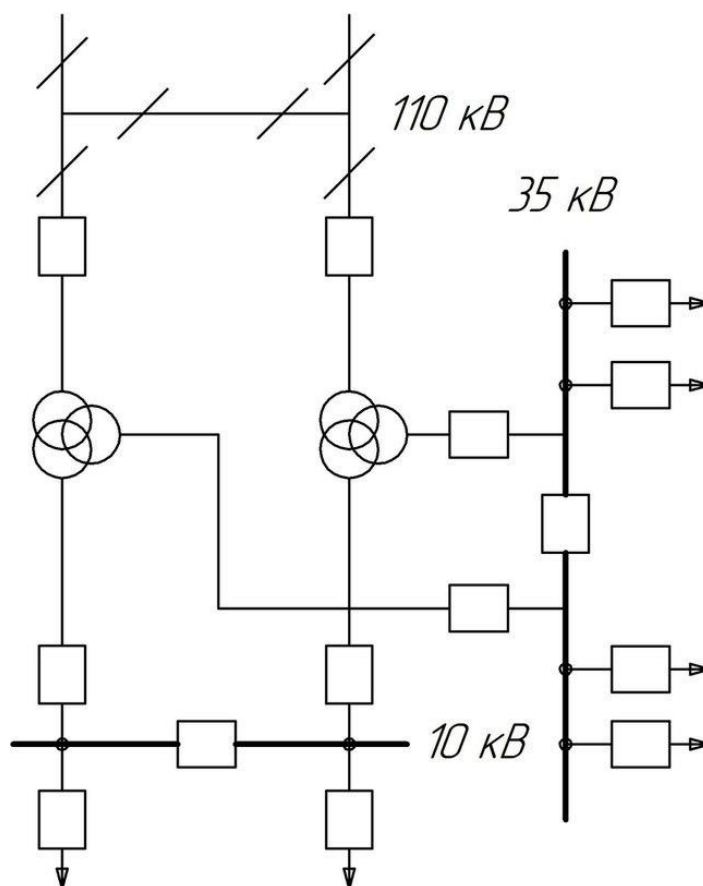


Рисунок 1.2 – Электрическая схема подстанции «Сидоровская»

На подстанции в настоящее время установлены устаревшие масляные высоковольтные выключатели. Данный тип выключателей снят с производства и требует более частого проведения профилактических осмотров и ремонтов. Поэтому целесообразно провести замену высоковольтных выключателей на более современные.

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 40 МВА каждый. Так как подстанция является двухтрансформаторной, то номинальная загрузка каждого трансформатора должна составлять 70 процентов от номинальной мощности.

При выполнении проекта по модернизации электрооборудования подстанции необходимо выполнить оценку загрузки силового трансформатора. При этом если, загрузка силового трансформатора превысит номинальное значение, то необходимо провести выбор оптимального силового трансформатора, проведя технико-экономическое сравнение.

Для оценки загрузки силового трансформатора необходимо знать максимальную мощность подстанции. По данным эксплуатирующей организации загрузка объекта составляет 113 процентов. Так как на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 40 МВА, то загрузка подстанции в настоящее время составляет [1,2]:

$$S_{ПС} = S_{уст} \cdot \frac{k_3(\%)}{100} = S_{номТ1} + S_{номТ2} \cdot \frac{k_3(\%)}{100},$$

$$S_{ПС} = (40 + 40) \frac{113}{100} = 80 \cdot 1,13 = 90,4 \text{ (МВА)}.$$

После того как была определена текущая максимальная полная мощность модернизируемой подстанции, составим годовой упорядоченный график полной мощности подстанции «Сидоровская». При этом необходимо учесть нагрузку каждой обмотки силового трансформатора, поэтому на одном графике строим упорядоченные графики для стороны 35 и 10 кВ. График полной мощности подстанции «Сидоровская» 110/35/10 представлен на рисунке 1.3.

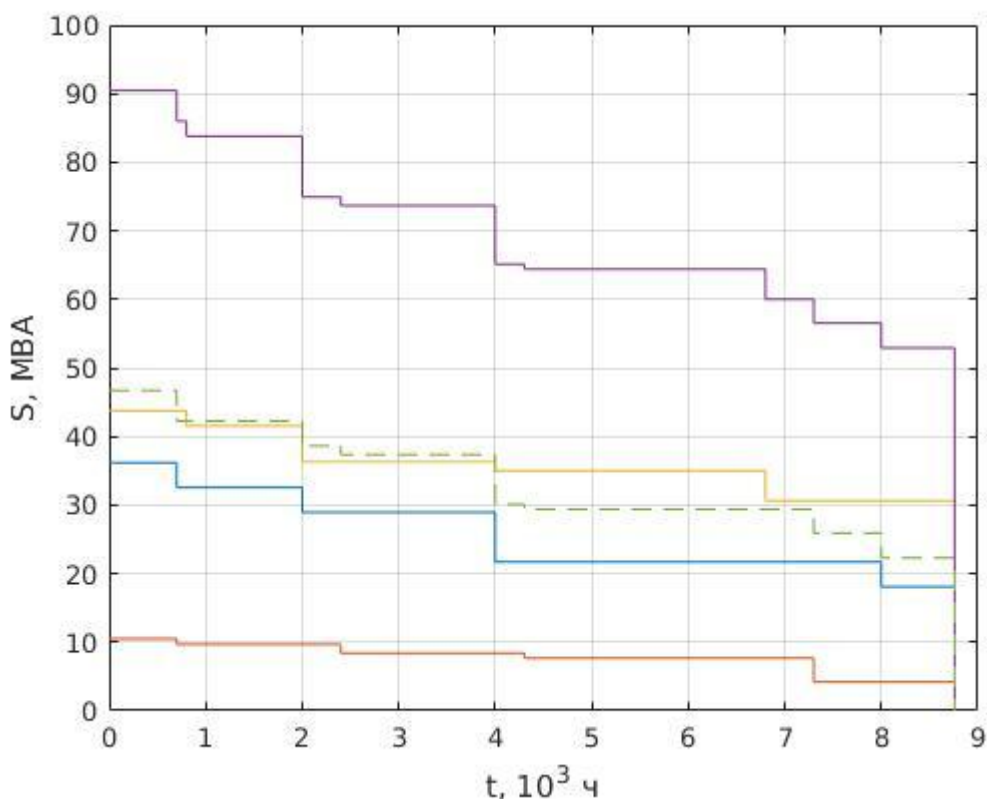


Рисунок 1.3 – Упорядоченный годовой график полной мощности подстанции «Сидоровская» 110/35/10 кВ

123ная максимальную полную мощность подстанции, определим значение максимальной активной мощности подстанции:

$$P_{ПС} = S_{ПС} \cdot \cos \varphi. \quad (1.1)$$

Для каждой стороны выполним расчет активной мощности по выражению (1.1), результаты занесем в таблицу 1.1.

Выполним расчет потребляемой энергии для каждой стороны подстанции «Сидоровская» по выражению [4]:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t \cdot T_{in}. \quad (1.2)$$

Для каждой стороны выполним расчет потребляемой энергии по формуле (1.2), результаты занесем в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Результаты расчетов полной, активной мощности и потребляемой электроэнергией

№	S_{max}	W_{max}	P_{max}
1	43,75	252420	38,0625
2	10,5263	65580	12
3	36,1702	212500	31,5
Σ	90,4465	530500	78,68

Построим годовой упорядоченный график активной мощности для подстанции в целом, а также для каждого потребителя. Годовой упорядоченный график активной мощности представлен на рисунке 1.4.

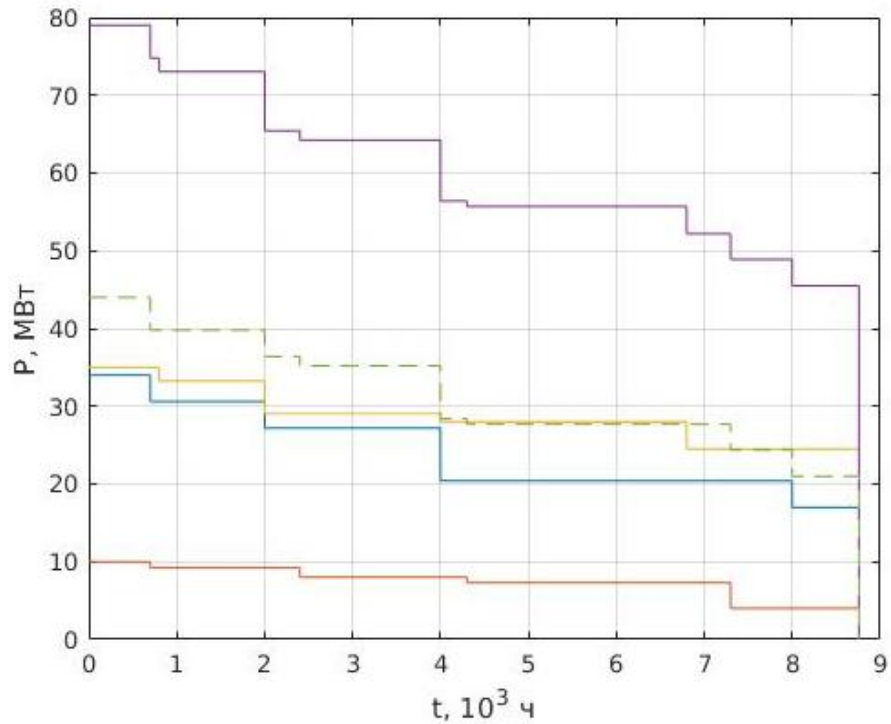


Рисунок 1.4. – Годовой упорядоченный график активной нагрузки подстанции «Сидоровская» 110/35/6 кВ

Продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{ПС}} . \quad (1.3)$$

Отсюда получаем: $T_M = \frac{530500}{35 + 10 + 34} = 6715,2 \text{ ч.}$

Коэффициент заполнения годового графика нагрузки:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} . \quad (1.4)$$

Отсюда получаем: $K_{зан} = \frac{6715,2}{8760} = 0,7667 .$

2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

Определив в пункте 1 выпускной квалификационной работы максимальную активную нагрузку подстанции «Сидоровская», а также максимальную полную мощность подстанции и используя полученные упорядоченные годовые графики нагрузок (рисунок 1.3, 1.4) выполним расчет мощности силового трансформатора подстанции по выражению:

$$S_{номТ} \leq \frac{S_{maxПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot n - 1}, \quad (2.1)$$

где K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей (в среднем для сетевых ПС и ГПП. Для расчетов примем равным 0,8); $K_{пер}=1,4$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора; n – количество параллельно работающих трансформаторов ПС.

По выражению (2.1) получаем, что мощность единичного трансформатора, который необходимо установить на подстанции «Сидоровская» составляет:

$$S_{номТ} = \frac{S_{maxПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot n - 1} = \frac{90,4465 \cdot 0,8}{K_{пер} \cdot n - 1} = 51,6837 \text{ МВА},$$

Для технико-экономического сравнения выберем два силовых трансформатора разной мощности. Первый вариант с установкой двух силовых трансформаторов мощностью 63 МВА - ТДТН-63000/110, а в качестве альтернативного варианта рассмотрим установку двух силовых трансформаторов мощностью 80 МВА - ТДТН-80000/110.

Выполним подробный расчет для альтернативного варианта установки двух силовых трансформаторов марок ТДТН 80000/110/35/10. Паспортные данные трансформатора марки ТДТН 80000/110 взяты из справочника [9,10].

Используя паспортные значения выполним расчет приведенных потерь, сначала рассчитаем $U_{кв}$, $U_{кс}$, $U_{кн}$ – напряжения к.з. обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора, используя паспортные данные напряжений к.з. между обмотками $u_{кВН-НН}$, $u_{кВН-СН}$, $u_{кСН-НН}$ (%), по формулам:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (u_{кВН-НН} + u_{кВН-СН} - u_{кСН-НН}), \quad (2.2)1$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (u_{кВН-СН} + u_{кСН-НН} - u_{кВН-НН}), \quad (2.3)$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (u_{кВН-НН} + u_{кСН-НН} - u_{кВН-СН}). \quad (2.4)$$

Рассчитаем на примере высшей ступени напряжения:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (8,5 + 11 - 7) = 11,25 \text{ \%}.$$

Далее рассчитаем потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора в режиме к.з. по следующей формуле:

$$Q_{кq} = \frac{U_{кq}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.5)$$

где q – ступень напряжения обмотки (высокая, средняя, низкая).

Рассчитаем на примере высшей ступени:

$$Q_{кв} = \frac{11,25}{100} \cdot 80 = 9 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки:

$$P_{кq} = 0,5 \cdot \Delta P_{кВН-НН}. \quad (2.6)$$

Получаем: $P_{кв} = 0,5 \cdot 365 = 182,5 \text{ кВт}.$

Приведенные потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трехобмоточного трансформатора:

$$P'_{кq} = P_{кq} + k_{un} \cdot Q_{кq}. \quad (2.7)$$

Проведем расчет также на примере высшей ступени:

$$P'_{кв} = 182,5 + 0,05 \cdot 9 = 182,95 \text{ кВт}.$$

Коэффициент загрузки обмотки трансформатора:

$$k_{зqi} = \frac{S_{qi}}{S_{номТ}}. \quad (2.8)$$

На примере высшей ступени напряжения будет:

$$k_{зв} = \frac{90,4465}{80} = 1,1306.$$

Коэффициенты загрузки обмотки трансформатора и приведенные потери активной мощности к.з. для обмоток СН и НН рассчитаем по аналогии.

Далее рассчитаем приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot \frac{I_x}{100} \cdot S_{номТ} \quad (2.9)$$

Получаем: $P'_x = 64 + 0,05 \cdot \frac{0,5}{100} \cdot 80 = 64,02$ кВт.

В итоге определяем приведенные потери мощности для трансформатора ТДТН-80000/110 по формуле:

$$P'_{Ti} = P'_x + \sum k_{zqi}^2 \cdot P'_{kqi} \quad (2.10)$$

Подставив ранее рассчитанные значения для верхней ступени графика мощностей получим:

$$P'_{Ti} = 64,02 + 1,1306^2 \cdot 182,95 + 0,5837^2 \cdot 182,49 + 0,5469^2 \cdot 182,79 = 630 \text{ кВт.}$$

По аналогии рассчитываем потери трансформатора ТДТН-63000/110 и заносим результаты в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчеты потерь активной мощности трансформаторов

ТН	ТДТН-80000/110			ТДТН-63000/110		
	В	С	Н	В	С	Н
q						
$U_k, \%$	11,25	-0,25	7,25	11,25	-0,75	7,75
$Q_k, \text{кВар}$	9	-0,2	5,8	6,7725	-0,1575	4,5675
$P_k, \text{кВт}$	182,5			145		
$P'_k, \text{кВт}$	182,95	182,49	182,79	154,7230	144,8833	148,1719
$P'_x, \text{кВт}$	64,02			53,0142		

Для группы трехобмоточных трехфазных трансформаторов потери электроэнергии – ΔW_{nc} определим из следующего обобщенного выражения на основании расчетных годовых графиков нагрузки:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{kqi} \quad (2.11)$$

Рассчитаем элементы уравнения по отдельности по следующим формулам:

$$\Delta W_{xi} = n_i \cdot P'_{xi} \cdot k_{zzi}^2 \cdot T_i, \quad (2.12)$$

$$\Delta W_{kqi} = \frac{1}{n_i} \cdot P'_{kqi} \cdot k_{zqi}^2 \cdot T_i. \quad (2.13)$$

Чтобы их рассчитать, необходимо определить n_i , используя экономическую нагрузку трансформаторов для ПС:

$$S_{эnc} = S_{номT} \cdot \sqrt{n \cdot \left(\frac{P'_x}{P'_{кв}} - 1 \right)}. \quad (2.14)$$

$$\text{Получаем: } S_{эnc} = 80 \cdot \sqrt{2 \cdot \left(\frac{64,02}{182,95} - 1 \right)} = 66,9263.$$

Используя сравнение $S_{эnc}$ и $S_{вi}$ определим n_i для высшей ступени графика нагрузки (для высшей ступени графика нагрузки $i=1$). Поскольку $S_{эnc} < S_{в1}$, то $n_1=2$. Для последующих ступеней n_i определяется по аналогии.

Далее на примере обмотки ВН, получаем:

$$\Delta W_{x1} = 2 \cdot 64,02 \cdot 700 = 89628 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$\Delta W_{кв1} = \frac{1}{2} \cdot 182,95 \cdot 1,1306^2 \cdot 700 = 81850 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Дальнейшие расчеты проводим по аналогии и заносим в таблицу 2.2.

По аналогии занесем данные в таблицу 2.3 для трансформатора ТДТН-63000/110.

Таблица 2.2 – Потери электроэнергии в трансформаторах ТДТН-80000/110

i	S_{ei} , МВА	S_{ci} , МВА	S_{ni} , МВА	n_i	$T_i, 10^3$ ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	k_{3ei}	k_{3ci}	k_{3ni}	ΔW_{kci} , кВт·ч	ΔW_{kci} , кВт·ч	ΔW_{kni} , кВт·ч	P'_T , кВт
1	90,4465	46,6965	43,7500	2	700	89628	1,1306	0,5837	0,5469	81850	21761	19135	630
2	85,9874	42,2374	43,7500	2	100	12804	1,0748	0,5280	0,5469	10567	2544	2734	575
3	83,7999	42,2374	41,5625	2	1200	153648	1,0475	0,5280	0,5195	120446	30525	29599	549
4	74,9329	38,6204	36,3125	2	400	51216	0,9367	0,4828	0,4539	32104	8508	7532	452
5	73,6697	37,3572	36,3125	2	1600	204864	0,9209	0,4670	0,4539	124122	31839	30127	439
6	65,1232	30,1232	35,0000	1	300	19206	0,8140	0,3765	0,4375	36367	7761	10496	358
7	64,3863	29,3863	35,0000	1	2500	160050	0,8048	0,3673	0,4375	296243	61549	87468	351
8	60,0113	29,3863	30,6250	1	500	32010	0,7501	0,3673	0,3828	51468	12310	13393	313
9	56,5377	25,9127	30,6250	1	700	44814	0,7067	0,3239	0,3828	63959	13402	18750	285
10	52,9206	22,2956	30,6250	1	760	48655	0,6615	0,2787	0,3828	60842	10773	20357	259
						816895				877968	200972	239591	
										2135426			

Таблица 2.3 – Потери электроэнергии в трансформаторах ТДТН-63000/110

i	S_{ei} , МВА	S_{ci} , МВА	S_{ni} , МВА	n_i	$T_i, 10^3$ ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	k_{3ei}	k_{3ci}	k_{3ni}	ΔW_{kci} , кВт·ч	ΔW_{kci} , кВт·ч	ΔW_{kni} , кВт·ч	P'_T , кВт
1	90,4465	46,6965	43,7500	2	700	74220	1,4357	0,7412	0,6944	111622	27860	25010	523
2	85,9874	42,2374	43,7500	2	100	10603	1,3649	0,6704	0,6944	14412	2544	3573	478
3	83,7999	42,2374	41,5625	2	1200	127234	1,3302	0,6704	0,6597	164263	30525	38694	456
4	74,9329	38,6204	36,3125	2	400	42411	1,1894	0,6130	0,5764	43777	8508	9845	376
5	73,6697	37,3572	36,3125	2	1600	169645	1,1694	0,5930	0,5764	169267	31839	39381	365
6	65,1232	30,1232	35,0000	2	300	31809	1,0337	0,4781	0,5556	24799	7761	6860	297
7	64,3863	29,3863	35,0000	2	2500	265071	1,0220	0,4664	0,5556	202007	61549	57165	292
8	60,0113	29,3863	30,6250	2	500	53014	0,9526	0,4664	0,4861	35101	12310	8753	260
9	56,5377	25,9127	30,6250	2	700	74220	0,8974	0,4113	0,4861	43611	13402	12255	237
10	52,9206	22,2956	30,6250	2	760	80582	0,8400	0,3539	0,4861	41486	10773	13305	215
						928809				850345	200972	214841	
										2183557			

Далее необходимо сделать наиболее целесообразный выбор трансформатора. Сначала определим стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по выражению:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \right), \quad (2.15)$$

где ΔW_{nc} – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч;

$C_{\text{э}}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч;

α – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетным счетчиком.

$$\text{Получаем: } I_{\text{э}} = 2183557 \cdot \left(\frac{270}{6715,2} + 0,9 \right) = 2052996 \text{ руб.}$$

Годовые отчисления определим по формуле:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K. \quad (2.16)$$

где K – капитальные затраты на оборудование ПС, руб;

$p_{\text{сум}}$ – суммарный коэффициент отчислений.

$$\text{Получаем: } I_o = 0,094 \cdot 55488792 \cdot 2 = 10431893 \text{ руб.}$$

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I_o + I_{\text{э}}, \quad (2.17)$$

где E_n – нормативный коэффициент дисконтирования, руб;

Для ТДТН-63000/110 получаем:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 55488792 \cdot 2 + 10431893 + 2052996 = 29131527 \text{ руб.}$$

По аналогии рассчитаем для трансформатора ТДТН-80000/110:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 80240000 \cdot 2 + 15085120 + 2007743 = 41164863 \text{ руб.}$$

Из полученных результатов видно, что наиболее целесообразным выбором трансформаторов будет ТДТН-63000/110.

3 Выбор электрической схемы подстанции

Так как при реконструкции подстанции, роль подстанции в энергосистеме не изменяется, то изменение схемы открытого распределительного устройства нецелесообразно. Существующая схема ОРУ 110 кВ – 110-4Н остается после реконструкции. Для распределительного устройства 35 и 10 кВ так же целесообразно оставить существующую схему – одна секционированная система шин, так как она наиболее оптимально подходит для данной подстанции [11]. Изменение ее нецелесообразно. Целесообразность ее изменения может быть рассмотрена только после расчетов токов КЗ на РУ 35 кВ и РУ 6 кВ.

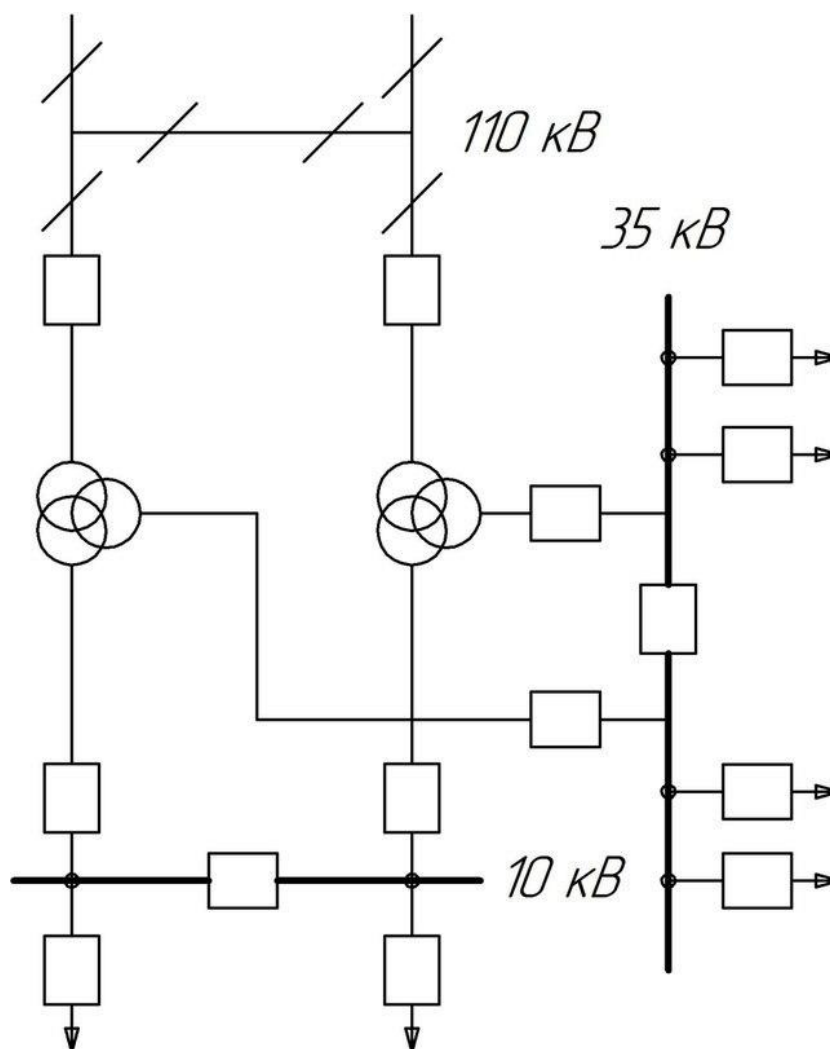


Рисунок 3.1 – Схема РУ на с выключателями

4 Расчет токов короткого замыкания

Построим схему замещения для расчета токов КЗ. По данной схеме будем вести расчет для токов прямой последовательности.

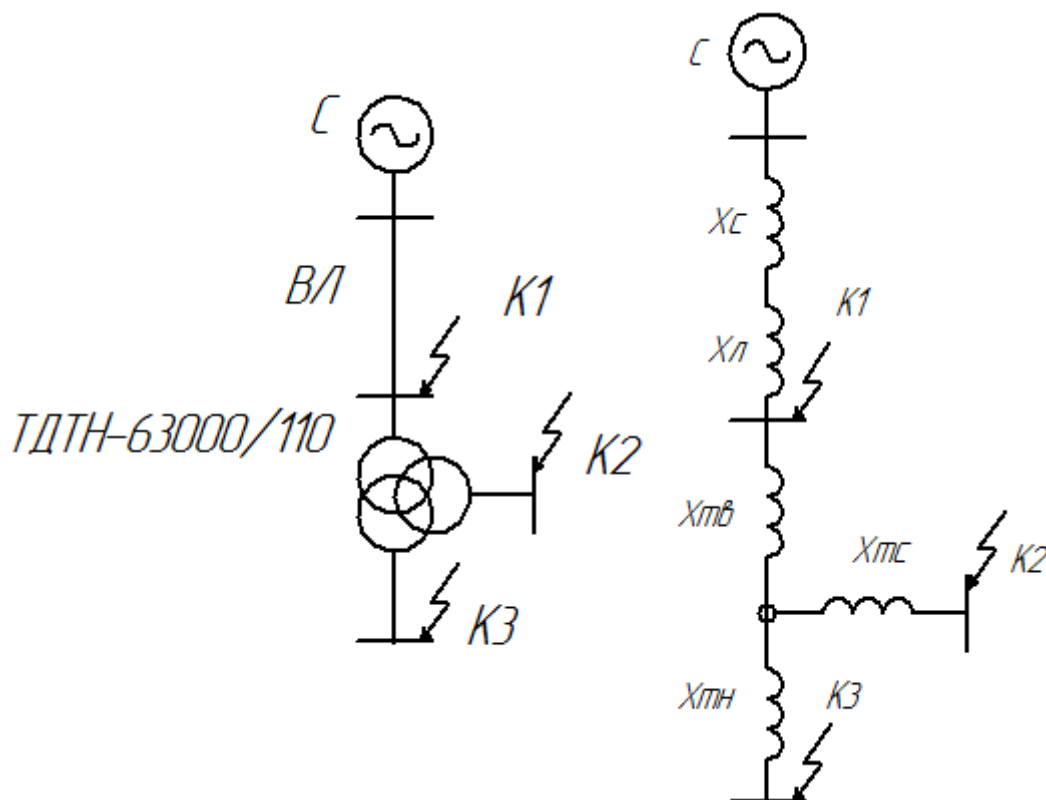


Рисунок 4.1 – Расчетная схема (слева) и схема замещения (справа)

Таблица 4.1 – Расчетные формулы для определения сопротивлений в относительных единицах

Наименование элемента	Исходный параметр	Расчетная формула для о.е.
Система	$S_k, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$x_{* \delta C} = \frac{S_{\delta}}{S_k}$
Трансформатор	$U_k, \%$; $S_{\text{ном}T}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$x_{* \delta Tq} = \frac{U_{kq} \%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}T}}$
Линия электропередачи	$x_{уд}, \text{Ом}/\text{км}$; $l, \text{км}$	$x_{* \delta Л} = x_{уд} l \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}$

Используя формулу таблицы 4.1 рассчитаем сопротивление системы [16]:

$$x_{*6C} = \frac{1000}{3630} = 0,275 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивление при высокой ступени напряжения трансформатора:

$$x_{*6T6} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,706 \text{ о.е.}$$

По аналогии рассчитаем для других ступеней напряжения трансформатора и занесем в таблицу 4.2.

Рассчитаем сопротивление линии:

$$x_{*6Л} = 0,4 \cdot 65 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,966 \text{ о.е.}$$

Используя схему замещения рисунка 4.1 рассчитаем результирующие сопротивления при различных точках КЗ по следующим формулам:

$$x_{*6рез} = x_{*6Л} + x_{*6C}, \quad (4.1)$$

$$x_{*6срез} = x_{*6Л} + x_{*6C} + x_{*6T6} + x_{*6Tc}, \quad (4.2)$$

$$x_{*6срез} = x_{*6Л} + x_{*6C} + x_{*6T6} + x_{*6Tn}. \quad (4.3)$$

Проведем расчет на примере КЗ в точке К1 рисунка 4.1. Получаем:

$$x_{*6рез} = 1,966 + 0,275 = 2,241 \text{ о.е.}$$

Определим действующее значение периодической составляющей тока к.з. по формуле:

$$I_{ноq} = \frac{E'_{*6}}{x_{*6qрез}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6q}}, \quad (4.4)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

U_{6q} – базисное напряжение для данной ступени напряжения, кВ;

E'_{*6} – сверхпереходная ЭДС, о.е.;

$x_{*6qрез}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ, о.е.

На примере высшей ступени получаем: $I_{ноq} = \frac{1}{2,241} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,24 \text{ кА.}$

Определим ударные токи к.з. по формуле:

$$i_{yдq} = \sqrt{2} \cdot I_{ноq} \cdot k_{yдq}, \quad (4.5)$$

где $k_{y\delta}$ – ударный коэффициент.

Для высокой степени получаем: $i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,24 \cdot 1,8 = 5,702$.

Таблица 4.2 – Сводная таблица расчетов для токов схемы прямой последовательности (трехфазного КЗ)

Параметр	Значение		
	В	С	Н
$x_{*бС}, \text{о.е.}$	0,275		
$U_{кq}, \%$	10,75	-0,25	7,25
$x_{*бТq}, \text{о.е.}$	1,706	-0,04	1,151
$x_{*бЛ}, \text{о.е.}$	1,966		
$x_{*бqрез}, \text{о.е.}$	2,241	3,907	5,098
$I_{ноq}, \text{кА}$	2,24	3,994	10,786
$k_{y\delta}$	1,8	1,92	1,92
$i_{y\delta q}, \text{кА}$	5,702	10,701	29,287

После расчетов токов КЗ схемы прямой последовательности приведенных ранее, рассчитаем параметры схемы нулевой последовательности. Параметры схем обратной и нулевой последовательности будут одинаковыми поскольку схемы замещения будут одинаковыми.

Зарисуем схему замещения нулевой последовательности для расчета параметров на примере точки К2.

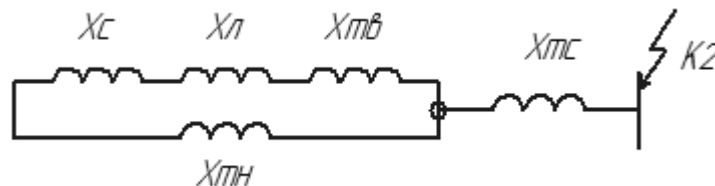


Рисунок 3 – Преобразованная схема для расчета тока в точке К2

Проведем расчет сопротивления по формуле:

$$x_{*бсреэ} = \frac{(x_{*бЛ} + x_{*бС} + x_{*бТв}) \cdot x_{*бТн} + x_{*бТс}}{x_{*бЛ} + x_{*бС} + x_{*бТв} + x_{*бТн}} \quad (4.6)$$

В результате по формуле 4.6 получаем:

$$x_{*бсреэ} = \frac{(1,966 + 0,275 + 1,706) \cdot 1,151 + 0,04}{1,966 + 0,275 + 1,706 + 1,151} = 0,851 \text{ о.е.}$$

При КЗ в точке К1 параметры схемы замещения нулевой и прямой последовательности будут совпадать. А при КЗ на низкой ступени напряжения трансформатора $x_{*бнрез} = 1,111$ о.е.

Таблица 4.3 – Формулы и значения дополнительных индуктивных сопротивлений и коэффициентов КЗ

Вид КЗ	$\Delta x^{(n)}$	$m^{(n)}$
Однофазное	$x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}$	3
Двухфазное	$x_{2\Sigma}$	$\sqrt{3}$
Двухфазное на землю	$\frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$	$\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma} x_{0\Sigma}}{(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}$

Значение периодической составляющей при любом виде кз определяется по формуле:

$$I_{*ноэ} = m \frac{E'_*}{x_{\Sigma 1} + \Delta x} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta q}} \quad (4.7)$$

По аналогии с трехфазным КЗ рассчитываем ударные токи для всех ступеней напряжения трансформатора и заносим их в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Таблица результатов для всех видов КЗ

Вид КЗ	Степень напряжения	Однофазное	Двухфазное	Двухфазное на землю
$\Delta x^{(n)}$, о.е.	В	4,482	2,241	1,121
	С	4,758	3,907	0,699
	Н	6,209	5,098	0,912
m	В	3	1,732	1,5
	С			1,6
	Н			1,6
$I_{ноq}$, кА	В	2,24	1,94	2,24
	С	5,40	3,46	5,42
	Н	14,59	9,34	14,64
$k_{y\delta}$	-	1,8	1,92	1,92
$i_{y\delta q}$, кА	В	5,702	5,268	6,082
	С	13,751	9,392	14,717
	Н	37,138	25,361	39,746

В результате расчетов получили, что самым опасным КЗ будет двухфазное на землю на низкой стороне напряжения с $i_{y\delta n}=39,746$ кА, $I_{нон}=14,638$ кА.

5 Выбор электрических аппаратов и проводников

5.1 Выбор выключателей

Расчетные токи продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{maxq} = 1,4 \cdot \frac{S_{Тном}}{2\sqrt{3}U_{номq}} \quad (5.1)$$

Для низкой ступени напряжения получаем:

$$I_{maxн} = 1,4 \cdot \frac{63000}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2424,871 \text{ А.}$$

Выберем выключатель по току, рассчитанному в формуле 5.1 [22]. По каталогу принимаем для расчетов ВВЭ-СМ-10-40/2500 УЗ.

Таблица 5.1 – Паспортные данные ВВЭ-СМ-10-40/2500 УЗ

$U_{ном}$	$I_{ном}$	$I_{ном.откл}$	$I_{ном.откл}$	$i_{прс}$	$I_{прс}$	$t_{сво}$	$t_{нво}$	$t_{свс}$	$I_T(t_T)$
кВ	кА					с			кА(с)
10	2,5	40	40	112	40	0,04	0,05	0,1	40(3)

Рассчитаем термическую стойкость к.з. с продолжительностью отключения 0,05 с:

$$B_{Kq} = I_{ноq}^2 (t_{нвоq} + T_a) \quad (5.2)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с;

$t_{нвоq}$ – полное время отключения выключателя для заданной ступени напряжения, с.

Для низкой стороны получаем: $B_{Кн} = 14,638^2 (0,05 + 0,16) = 44,997 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$

Дальнейшие расчеты будем также вести для стороны низкого напряжения.

Теперь для сравнения расчетов формулы 5.2 с каталожными рассчитаем термическую стойкость выключателя:

$$B_{Ксв} = I_T^2 t_T \quad (5.3)$$

где I_T – предельный ток термической стойкости, кА;

t_T – длительность протекания тока термической устойчивости, с.

Отсюда для низкой ступени напряжения получаем: $B_{Квв} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Рассчитаем время действия релейной защиты:

$$\tau_q = t_{pz} + t_{своq}, \quad (5.4)$$

где t_{pz} – время срабатывания релейной защиты с;

$t_{своq}$ – время срабатывания выключателя на отключение, с.

Отсюда получаем: $\tau_n = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}$.

Максимальное значение апериодической составляющей тока к.з. определяется по формуле:

$$i_{actq} = \sqrt{2} I_{ноq} e^{-\tau_q/T_a}, \quad (5.5)$$

Отсюда получаем: $i_{actn} = \sqrt{2} \cdot 14,638 \cdot e^{-0,05/0,16} = 15,145 \text{ кА}$.

Рассчитаем номинальное значение апериодической составляющей:

$$i_{a.номq} = \sqrt{2} I_{ном.отклq} \left(+ e^{-22,5\tau_q} \right), \quad (5.6)$$

где $I_{ном.отклq}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

Отсюда получаем: $i_{a.номn} = \sqrt{2} \cdot 40 \left(+ e^{-22,5 \cdot 0,05} \right) = 18,365 \text{ кА}$.

Все рассчитанные выше данные и каталожные занесем, а таблицу 5.1.

Таблица 5.2 – Расчетные и каталожные данные для выключателя ВВЭ-СМ-10-40/2500 УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{номn} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.номn} = 10 \text{ кВ}$
$I_{тахn} = 2424,871 \text{ А}$	$I_{номn} = 2500 \text{ А}$
$I_{нон} = 14,638 \text{ кА}$	$I_{ном.отклn} = 40 \text{ кА}$
$i_{actn} = 15,145 \text{ кА}$	$i_{a.номn} = 18,345 \text{ кА}$
$i_{yдn} = 39,746 \text{ кА}$	$i_{прсн} = 112 \text{ кА}$
$B_{Kn} = 44,997 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Квн} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По аналогии рассчитаем выключатели для других ступеней напряжения. Для среднего напряжения в результате расчетов наиболее подходящим будет выключатель ВР35НС.

Таблица 5.3 – Расчетные и каталожные данные для выключателя ВР35НС

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{номс}=35$ кВ	$U_{сет.номс}=35$ кВ
$I_{maxс}=688,139$ А	$I_{номс}=1600$ А
$I_{нос}=5,42$ кА	$I_{ном.отклс}=20$ кА
$i_{атс}=5,786$ кА	$i_{а.номс}=10,276$ кА
$I_{удс}=14,717$ кА	$I_{прс}=52$ кА
$B_{Кс}=6,463$ кА ² ·с	$B_{Квс}=1200$ кА ² ·с

Для высокого напряжения в результате расчетов наиболее подходящим будет выключатель.

Таблица 5.4 – Расчетные и каталожные данные для выключателя ВГТ 110

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{номв}=110$ кВ	$U_{сет.номв}=110$ кВ
$I_{maxв}=221,401$ А	$I_{номв}=3150$ А
$I_{нов}=2,24$ кА	$I_{ном.отклв}=50$ кА
$i_{атв}=2,391$ кА	$i_{а.номв}=25,69$ кА
$i_{удв}=6,082$ кА	$i_{прсв}=102$ кА
$B_{Кв}=1,079$ кА ² ·с	$B_{Квв}=7500$ кА ² ·с

5.2 Выбор разъединителей

Разъединители выбираются по следующим параметрам [24]:

- 1) номинальному напряжению ($U_{номq} \leq U_{сет.номq}$);
- 2) номинальному току ($I_{maxq} \leq I_{номq}$);
- 3) электродинамической стойкости ($i_{удq} \leq i_{прсq}$);
- 4) термической стойкости ($B_{кq} \leq B_{крq}$);

5) конструкции, роду установки.

Рассмотрим разъединитель для средней стороны РГ-35/1000УХЛ1. Составим таблицу сводную таблицу с результатами сравнения условий, приведенных выше.

Таблица 5.5 – Расчетные и каталожные данные для разъединителя РГ-35/1000УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{номс}=35$ кВ	$U_{сет.номс}=35$ кВ
$I_{maxс}=688,139$ А	$I_{номс}=1000$ А
$i_{удс}=6,082$ кА	$i_{прсс}=50$ кА
$B_{Кс}=6,463$ кА ² ·с	$B_{Крс}=1200$ кА ² ·с

По аналогии выбираем для высокой стороны РГ-110/1000УХЛ1.

Таблица 5.6 – Расчетные и каталожные данные для разъединителя РГ-110/1000УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{номв}=110$ кВ	$U_{сет.номв}=110$ кВ
$I_{maxв}=221,401$ А	$I_{номв}=1000$ А
$i_{удв}=6,082$ кА	$i_{прсв}=80$ кА
$B_{Кв}=1,079$ кА ² ·с	$B_{Квв}=2976,75$ кА ² ·с

5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим параметрам:

- 1) номинальному напряжению ($U_{номт} \leq U_{сет.номт}$);
- 2) номинальному рабочему току ($I_{номт} \leq I_{ном1т}$);
- 3) электродинамической стойкости ($i_{удт} \leq I_{эдт}$);
- 4) термической стойкости ($B_{кт} \leq B_{крт}$);
- 5) конструкции и классу точности;

б) вторичной нагрузке ($Z_2 \leq Z_{ном2}$).

Для напряжения 10 кВ, выберем ТОЛ-10-М2.

Таблица 5.7 – Каталожные данные трансформатора ТОЛ-10-М2

$U_{номq}$, кВ	Класс точности	$I_{ном1н}$, А	$I_{ном2}$, А	I_T , кА	t_T , с	$I_{эдн}$, кА
10	0,5	2500	5	61	1	152,5

$$B_{квг} = 61^2 \cdot 1 = 3721 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Данный ТТ проходит по всем параметрам, включая рассчитанную термическую стойкость.

По аналогии для 35 кВ выберем ТЛК-35, а для 110 кВ – ТОМ-110 III

Таблица 5.8 – Каталожные данные трансформатора ТЛК-35 и ТОМ-110 III

$U_{номq}$, кВ	Класс точности	$I_{ном1q}$, А	$I_{ном2}$, А	I_T , кА	t_T , с	$I_{эдн}$, кА
35	0,5	1000	5	31,5	1	80
110		300		15,5	3	40

Составим таблицу вторичной нагрузки трансформатора тока.

Таблица 5.9 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-10-М2

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр				
Счетчики активной энергии	СА3-И670	2,5	-	-
Счетчики реактивной энергии	СР4-И676	2,5	-	-
Итого		6	-	0,5

Проведем расчет для НН. По таблице 5.9 наибольшая нагрузка приходится на трансформатор фазы А. Общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном2}}^2}, \quad (5.7)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, ВА;

I_2 – вторичный ток трансформатора тока.

Отсюда получаем:

$$R_{\text{приб}} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом.}$$

Номинальное полное сопротивление нагрузки рассчитывается по каталожным данным по формуле:

$$Z_{\text{ном2q}} = \frac{S_{\text{ном2q}}}{I_{\text{ном2}}^2}, \quad (5.8)$$

где $S_{\text{ном2q}}$ – номинальная вторичная нагрузка трансформатора, выраженная через полную мощность, которая берется из каталога, ВА;

Отсюда получаем:

$$Z_{\text{ном2q}} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{\text{ном2q}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (5.9)$$

где $R_{\text{к}}=0,1$ – переходное сопротивление контактов, Ом.

Отсюда получаем: $R_{\text{пр}} = 0,8 - 0,24 - 0,1 = 0,46 \text{ Ом.}$

Длину проводов примем 35 м. Тогда для неполной звезды получаем расчетную длину 60,622 м. Рассчитаем сечение проводов по следующей формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{р}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (5.10)$$

где $\rho=0,027$ – удельное сопротивление алюминиевых соединительных проводов, Ом·мм²/м.

Отсюда получаем: $S = \frac{0,027 \cdot 60,622}{0,46} = 3,558 \text{ мм}^2$.

В результате принимаем стандартное сечение 4 мм².

Для СН расчет будет аналогичен. Для ВН исключим счетчики активной и реактивной энергии и примем длину проводов 55 м. В результате расчетов получаем сечение 3,897 мм². Принимаем стандартное сечение 4 мм².

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по:

- 1) номинальному напряжению ($U_{номq} \leq U_{сет.номq}$);
- 2) конструкции и схеме соединения обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки;
- 3) вторичной нагрузке ($S_2 \leq S_{номq}$).

Рассчитаем нагрузку на каждый прибор и занесем в таблицу 5.10.

Таблица 5.10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							$P_{приб}, \text{Вт}$	$Q_{приб}, \text{вар}$
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр								
Счетчики активной энергии	СА3-И670	1,5	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Счетчики реактивной энергии	СР4-И676	3	2				6	14,6
Итого						4	14	21,9

Рассчитаем полную мощность, затрачиваемую приборами по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{при}\mathcal{E}}^2 + Q_{\text{при}\mathcal{E}}^2}, \quad (5.11)$$

Отсюда получаем: $S_{2\Sigma} = \sqrt{14^2 + 21,9^2} = 26$ ВА. По данным расчетам, наиболее подходящим будет ЗНОЛ.06-10 с $S_{\text{ном}}=75$ ВА. По аналогии, для 35 кВ – ЗНОЛ.06-35, для 110 кВ – ЗНГА-110.

5.5 Выбор жестких шин

Проведем расчет на примере 10 кВ.

Рассчитаем номинальный ток продолжительного режима:

$$I_{\text{ном}q} = \frac{S_{T_{\text{ном}}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}q}}. \quad (5.12)$$

$$\text{Отсюда получаем: } I_{\text{номн}} = \frac{63000}{2\sqrt{3}10,5} = 1732,051 \text{ А.}$$

Для неизолированных, алюминиевых шин по ПУЭ при $T_m=6715,2$ ч, экономическая плотность тока $j_9=1,0$ А/мм². Рассчитаем сечение шин по формуле:

$$s_{\text{эн}} = \frac{I_{\text{ном}q}}{j_9}. \quad (5.13)$$

$$\text{Отсюда получаем: } s_{\text{эн}} = 1732,051 \text{ мм}^2.$$

Согласно ПУЭ выберем по рассчитанному сечению реальное сечение шины. Возьмем 2 алюминиевые шины 100x10 мм² (2 полосы на фазу). Отсюда получаем $I_{\text{допн}}=2860$ А на одну шину [24].

По условиям нагрева в продолжительном режиме работы шины проходят поскольку $I_{\text{махн}} < I_{\text{допн}}$.

Рассчитаем минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$s_{\text{мин}q} = \frac{\sqrt{B_{Kq}}}{C_T}. \quad (5.14)$$

При температуре шины 70°C коэффициент $C_T=90$.

$$\text{Получаем: } s_{\text{мин}} = 1000 \frac{\sqrt{44,997}}{90} = 74,533 \text{ мм}^2.$$

Шины термически стойки, т. к. $S_{мин} < S_{эн}$.

Частота собственных колебаний шины:

$$f_{0q} = \frac{r_1^2}{2\pi l_q^2} \cdot \sqrt{\frac{Eb_q^2}{12\rho}}, \quad (5.15)$$

где $E=7 \cdot 10^{10}$ – модуль упругости материала шины, Па;

b_q – ширина шины, м;

h – высота шины, м;

l_q – длина пролета между изоляторами, м;

$r_1=4,73$ – параметр основной собственной частоты шины (для заземленной шины на жестких опорах);

$\rho=2,7 \cdot 10^3$ – плотность материала шины (для алюминия), кг/м³.

$$\text{Отсюда получаем: } f_{0н} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,01^2}{12 \cdot 2,7 \cdot 10^3}} = 52,365 \text{ Гц.}$$

Поскольку частота свободных колебаний получилась меньше 200 Гц, то возникает механический резонанс. Выразим длину шины из формулы 5.15:

$$l_q = \sqrt{\frac{r_1^2}{2\pi f_1^2} \cdot \frac{Eb_q^2}{12\rho}}. \quad (5.16)$$

$$\text{Отсюда получаем: } l_n = \sqrt{\frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 200^2} \cdot \frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,01^2}{12 \cdot 2,7 \cdot 10^3}} = 0,036 \text{ м.}$$

Чтобы получить $f_0 > 200$ Гц, можно также изменить сечение шины.

Проверка шин на электродинамическую стойкость – напряжение в материале шин при взаимодействии фаз:

$$\sigma_{maxq} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} l_q^2 i_{удq}^2 k_\phi k_{расп}}{\lambda \cdot W_q \cdot a} = \frac{6\sqrt{3} \cdot 10^{-7} l_q^2 i_{удq}^2 k_\phi k_{расп}}{\lambda \cdot h_q \cdot b_q^2 \cdot a}, \quad (5.17)$$

где a – расстояние между фазами, м;

l_q – длина пролета, м;

k_ϕ – коэффициент формы;

$k_{расч}$ – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников;

W – момент сопротивления поперечного сечения шины, м³.

$$\text{Отсюда получаем: } \sigma_{\max} = \frac{6\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,036^2 \cdot 39746^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 0,1 \cdot 0,01^2 \cdot 0,8} = 22,163 \text{ кПа.}$$

Поскольку полученное значение небольшое, то выберем шину марки АДО с $\sigma_{доп}=41$ МПа.

5.6 Выбор изоляторов

Рассчитаем максимальную нагрузку на изоляторы на стороне 10 кВ:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{ydq}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч} \cdot l_q \cdot 10^{-7}, \quad (5.18)$$

$$\text{Отсюда получаем: } F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{39746^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,036 \cdot 10^{-7} = 12,313 \text{ Н.}$$

Выбираем изолятор ОСК 8-10-А01-2 УХЛ 2 с разрушающей силой на изгиб 8 кН. Рассчитаем допустимую нагрузку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{изг}}{H_{изг} + b_q + \frac{h_q}{2}}, \quad (5.19)$$

где $H_{изг}$ – высота изолятора, м;

$F_{разр}$ – разрушающая сила на изгиб, Н.

$$\text{Отсюда получаем: } F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 \cdot \frac{0,120}{0,120 + 0,01 + \frac{0,1}{2}} = 4571,429 \text{ Н.}$$

Таким образом, изолятор на НН удовлетворяет условию электродинамической стойкости, т. к. $F_{расч} \leq F_{доп}$.

Теперь выберем проходной изолятор ИПУ-10/3150-12,5 УХЛ1.

Рассчитаем электродинамическую стойкость изолятора:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{i_{ydq}^2}{a} \cdot l_q \cdot 10^{-7}. \quad (5.20)$$

Отсюда получаем: $F_{расчн} = 0,5 \cdot \frac{39746^2}{0,8} \cdot 0,036 \cdot 10^{-7} = 3,554 \text{ Н}$.

Рассчитаем допустимую нагрузку на изолятор:

$$F_{донг} = 0,6 \cdot F_{разрп} \quad (5.21)$$

Отсюда получаем: $F_{донн} = 0,6 \cdot 12,5 = 7,5 \text{ кН}$.

Таким образом, изолятор на НН удовлетворяет условию электродинамической стойкости, т. к. $F_{расчн} \leq F_{донн}$.

5.7 Выбор гибких шин и токопроводов

Шины выполняем гибкими проводами. Рассчитаем номинальный ток продолжительного режима по формуле 5.12 на примере СН. Получаем $S_{номс} = 969,948 \text{ ВА}$. По аналогии, получаем сечение $s_{эс} = 969,948 \text{ мм}^2$. По ПУЭ выбираем 2 провода АС-500/64 с $I_{донн} = 945 \text{ А}$. Данные провода проходят по длительно допустимому току из условий нагрева.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, т. к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка на электродинамическую стойкость не производится т. к. $I_{noc} \leq 20 \text{ кА}$.

Проверка по условиям коронирования необходима при напряжении 35 кВ и выше, поэтому рассчитаем начальную критическую напряженность электрического поля:

$$E_{0q} = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{0q} + 2r_{0q}}} \right), \quad (5.22)$$

где r_0 – радиус провода, см;

m – коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода.

Отсюда получаем: $E_{0с} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,262 + 2 \cdot 1,262}} \right) = 26,883 \text{ кВ/см}$.

Напряженность электрического поля около провода:

$$E_q = \frac{0,354 \cdot U_q}{r_{0q} \cdot \lg \frac{D_{cp.z}}{r_{0q}}}, \quad (5.23)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

$D_{cp.z}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

$$\text{Отсюда получаем: } E_c = \frac{0,354 \cdot 37}{1,262 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{1,262}} = 5,289 \text{ кВт/см.}$$

Поскольку $1,07 \cdot E_c \leq 0,9 \cdot E_{0c}$, то провод АС-500/64 не коронирует.

По аналогии для 110 кВ выбираем 2 провода АС-95/16.

5.8 Выбор кабелей

Для 35 кВ выберем кабель с алюминиевыми жилами. Поскольку $T_{max}=6715,2$ ч, то по ПУЭ определяем для кабелей экономическую плотность тока $j_э=1,2$ А/мм². Рассчитаем сечение кабелей [22]:

$$s_{эq} = \frac{I_{номq}}{j_э}. \quad (5.24)$$

$$\text{Отсюда получаем: } s_{эc} = \frac{682,678}{1,2} = 568,898 \text{ мм}^2.$$

Поскольку мы получили большое сечение, то по ПУЭ выбираем 4 трехжильных кабелей с алюминиевыми жилами, прокладываемые в земле с сечением 150 мм². Поскольку кабели расположены в одной плоскости, то $I_{донc}=240$ А.

Рассчитаем длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом расположенных в земле кабелей:

$$I_{долонq} = k_1 k_2 I_{донq}, \quad (5.25)$$

где k_1 – коэффициент поправки на число рядом расположенных в земле кабелей;

k_2 – коэффициент поправки на температуру окружающей среды.

Примем расстояние между кабелями в свету 100 мм, тогда поправочный коэффициент при количестве кабелей в земле $k_1=0,75$ по ПУЭ. Поскольку по заданию грунт – торф, а его средняя влажность 35%, то поправочный коэффициент $k_2=1,05$ по ПУЭ.

Отсюда получаем: $I_{доп} = 0,75 \cdot 1,05 \cdot 240 = 189$ А.

Проведем расчет термической стойкости по формуле 5.14 и получим:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{44,997}}{90} = 74,533 \text{ мм}^2.$$

Кабели термически стойки, т. к. $s_{min} < s_{эс}$.

Для 10 кВ, по аналогии, получаем для третьего потребителей 4 кабеля АС-400 мм², для второго потребителя 2 кабеля АС-240 мм².

6 Расчет собственных нужд подстанции «Сидоровская» 110 кВ

Составим таблицу основных расходов собственных нужд (с.н.) подстанции.

Таблица 6.1 – Собственные нужды подстанции

Вид потребителя с.н. подстанции	Мощность на единицу, кВт
Устройство охлаждения ТДГН-63000/110	12,0
Подогрев ВВЭ-10-СМ-40/2500 УЗ	1,0
Подогрев ВР35НС	1,6
Подогрев ВГТ110	2,8
Подогрев шкафов КРУН и КРУ-10	1,0
Подогрев разъединителей и шкафов зажимов	0,6
Подогрев релейного шкафа	1,0
ОПУ	70,0
ЗРУ 6-10 кВ	7,0
Здания разъездного персонала	5,5
Освещение ОРУ 110 кВ	2,0
Итого	104,5

Коэффициент загрузки примем 0,7. Отсюда получаем суммарную мощность 73,15 ВА. Поэтому выбираем 2хТСН-80 кВА.

7 Расчет заземления подстанции

7.1 Заземляющие устройства в установках с изолированной нейтралью

Проведем расчет заземления для 35 кВ. Нейтраль установлена на стороне 0,4 кВ ТСН-80. Естественных заземлителей нет. Нормируемое сопротивление заземляющего устройства должно быть $R_3=4$ Ом, которое и будет определяющим для расчета. Вертикальные заземлители выполнены уголком размером 50х50х5 мм, длиной $l_г=3$ м. Глубина заложения горизонтального заземлителя $t_0=0,7$ м.

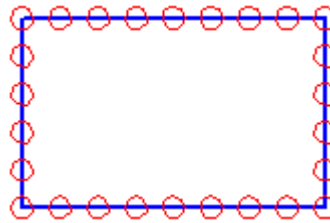


Рисунок 7.1 – Схема заземляющего устройства 35 кВ

Согласно ПУЭ допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта $\rho_{зп}=20$ Ом·м, равно:

$$R_3 = \frac{\rho_{зп}}{100} R_3 . \quad (7.1)$$

Отсюда получаем: $R_3 = \frac{20}{100} \cdot 4 = 0,8$ Ом.

Сопротивление растеканию вертикального заземлителя определяется по выражению и равно:

$$R_г = \frac{0,366 \rho_{зп} \cdot k_c}{l_г} \left(\lg \frac{2l_г}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \left(t_0 + \frac{1}{2} l_г \right) + l_г}{4 \left(t_0 + \frac{1}{2} l_г \right) - l_г} \right), \quad (7.2)$$

где k_c – коэффициент сезонности для вертикальных заземлителей;

d – диаметр стержневого заземлителя (для уголка с шириной полки b принимается $d=0,95b$), м.

Отсюда получаем:

$$R_6 = \frac{0,366 \cdot 20 \cdot 1,3}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot (0,7 + 1,5) + 3}{4 \cdot (0,7 + 1,5) - 3} \right) = 7,15 \text{ Ом.}$$

Количество вертикальных заземлителей определяется по выражению:

$$n_6 = \frac{R_6}{\eta_6 R_3}. \quad (7.3)$$

Поскольку расстояние между вертикальными заземлителями $a=5$ м, а $S=40 \times 25 \text{ м}^2$, то предварительное число заземлителей по периметру $n_6=26$.

Отсюда получаем коэффициент использования $\eta_6=0,6$.

$$\text{Получаем: } n_6 = \frac{7,15}{0,6 \cdot 0,8} = 14,9 = 15 \text{ шт.}$$

Длина горизонтального заземлителя определяется по выражению:

$$l_2 = a \cdot n_6. \quad (7.4)$$

Отсюда получаем: $l_2 = 5 \cdot 15 = 75$ м.

Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя (сопротивление заземляющей полосы) определяется по выражению и равно:

$$R_2 = \frac{0,366 \rho_{zp} \cdot k_c^1}{l_2} \cdot \lg \frac{2l_2^2}{b \cdot t_0}, \quad (7.5)$$

где k_c^1 – коэффициент сезонности для горизонтальных заземлителей.

$$\text{Отсюда получаем: } R_2 = \frac{0,366 \cdot 20 \cdot 2}{75} \cdot \lg \frac{2 \cdot 75^2}{0,04 \cdot 0,7} = 1,09 \text{ Ом.}$$

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования η_2 определяется по выражению и равно:

$$R_2^1 = \frac{R_2}{\eta_2}. \quad (7.6)$$

$$\text{Отсюда получаем: } R_2^1 = \frac{1,09}{0,36} = 3,03 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя (без учета естественных заземлителей) определяется по выражению и равно:

$$R_g^1 = \frac{R_2^1 \cdot R_3}{R_2^1 - R_3}. \quad (7.7)$$

Отсюда получаем: $R_g^1 = \frac{3,03 \cdot 0,8}{3,03 - 0,8} = 1,09 \text{ Ом.}$

Уточненное количество вертикальных заземлителей определяется по выражению и равно:

$$n_g^1 = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_g^1}. \quad (7.8)$$

Получаем: $n_g^1 = \frac{7,15}{0,6 \cdot 1,09} = 10,93 = 11 \text{ шт.}$

Таким образом, к установке принимаем в заземляющем контуре подстанции 11 вертикальных заземлителей (уголков).

7.2 Расчет заземляющих устройств на стороне 110 кВ

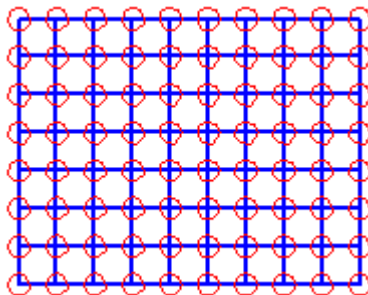


Рисунок 7.2 – Схема заземляющего устройства 110 кВ

Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_q и сопротивлению растекания тока от ступней R_c :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_{ec}}, \quad (7.9)$$

где ρ_{ec} – удельное сопротивление верхнего слоя земли, Ом·м.

В результате получаем: $\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 84} = 0,88 .$

Рассчитаем коэффициент напряжения прикосновения по формуле:

$$k_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_6 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (7.10)$$

где M – коэффициент однородности грунта;

L_2 – длина горизонтальных заземлителей;

S – площадь заземляющего устройства;

$$\text{Отсюда получаем: } k_n = \frac{1 \cdot 0,88}{\left(\frac{5 \cdot 540}{5\sqrt{45 \cdot 30}}\right)^{0,45}} = 0,26.$$

Определим напряжение заземлителя по формуле:

$$U_3 = \frac{U_{\text{прдон}}}{k_n}. \quad (7.11)$$

$$\text{Отсюда получаем: } U_3 = \frac{400}{0,26} = 1538,46 \text{ В } (< 10 \text{ кВ}).$$

Допустимое сопротивление заземлителя определяется из выражения:

$$R_{\text{здон}} = \frac{U_3}{I_3}. \quad (7.12)$$

$$\text{Отсюда получаем: } R_{\text{здон}} = \frac{1,54}{2,24} = 0,69 \text{ Ом.}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1. \quad (7.13)$$

$$\text{Получаем: } m = \frac{540}{2\sqrt{45 \cdot 30}} - 1 = 6,35 = 6$$

Длина полос в расчетной модели:

$$L_2^1 = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1). \quad (7.14)$$

$$\text{В результате получаем: } L_2^1 = 2\sqrt{45 \cdot 30} \cdot (6 + 1) = 514,39 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (7.15)$$

$$\text{Отсюда получаем: } b = \frac{\sqrt{45 \cdot 30}}{6} = 6,12 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура:

$$n_g = \frac{4\sqrt{S}}{a} . \quad (7.16)$$

Получаем: $n_g = \frac{4\sqrt{45 \cdot 30}}{5} = 29,39 = 29$ шт.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g n_g . \quad (7.17)$$

В результате получаем: $L_g = 5 \cdot 29 = 145$ м.

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{45 \cdot 30}} = 0,16 . \quad (7.18)$$

Т.к. результат формулы 8.18 меньше 0,1, то

$$A = \left(0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right) = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{45 \cdot 30}} \right) = 0,35 . \quad (7.19)$$

Отсюда рассчитаем общее сопротивление заземлителя:

$$R_z = A \frac{\rho_z}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_z}{L_z + L_g} . \quad (7.20)$$

В результате расчета получаем: $R_z = 0,35 \cdot \frac{84}{\sqrt{45 \cdot 30}} + \frac{84}{540 + 145} = 0,92$ Ом, что

больше $R_{зодп} = 0,69$ Ом.

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_n I_z R_z . \quad (7.21)$$

Отсюда получаем: $U_{np} = 0,26 \cdot 2240 \cdot 0,69 = 401,86$ В, что больше допустимого значения 400 В.

Необходимо принять меры для снижения U_{np} , путем использования естественных заземлителей. На подстанции установлены естественные заземлители системы трос-опоры линии 110 кВ общим сопротивлением 2 Ом, тогда необходимое сопротивление искусственного заземлителя определяется по формуле:

$$R_u = \frac{R_{з\partial on} \cdot R_e}{R_e - R_{з\partial on}}. \quad (7.22)$$

Отсюда получаем: $R_u = \frac{0,92 \cdot 2}{2 - 0,92} = 1,7 \text{ Ом.}$

Таким образом, сопротивление заземляющего устройства контура подстанции удовлетворяет требованиям $R_3 < R_{иск}$.

Общее сопротивление заземляющего устройства подстанции с учетом естественных заземлителей:

$$R_3^1 = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_e + R_3}. \quad (7.23)$$

Отсюда получаем: $R_3^1 = \frac{0,69 \cdot 2}{2 + 0,69} = 0,51 \text{ Ом.}$

Используя рассчитанное сопротивление, по формуле 8.21 получаем:

$$U_{np} = 0,26 \cdot 2240 \cdot 0,51 = 297,02 \text{ В.}$$

Полученный результат меньше допустимого значения 400 В.

8 Молниезащита подстанции «Сидоровская» 110 кВ

Здание и сооружение подстанции с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молнии.

Расчет защиты от прямых ударов молний заключается в определении зон защиты, типов защиты и параметров.

Проведем расчет на примере участка 110 кВ.

Рассчитаем расстояние между противоположно стоящими молниеотводами по формуле (диагональ прямоугольника):

$$D = \sqrt{L_1^2 + L_2^2}, \quad (8.1)$$

где L_1 – расстояние между молниеотводами по длине территории подстанции, м;

L_2 – расстояние между молниеотводами по ширине территории подстанции, м.

Отсюда получаем: $D = \sqrt{47^2 + 32^2} = 56,86$ м.

Определим ориентировочную высоту молниеотвода по формуле:

$$h = \frac{D}{8p} + h_x, \quad (8.2)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

p – поправочный коэффициент, зависящий от высоты молниеотвода.

По формуле выше получаем: $h = \frac{56,86}{8 \cdot 1} + 8 = 16$ м.

Надежность защиты P_z примем за 0,9.

Отсюда получаем высоту вершину конуса стержневого молниеотвода по формуле:

$$h_0 = 0,85 \cdot h. \quad (8.3)$$

Получаем: $h_0 = 0,85 \cdot 16 = 14$ м.

Радиус конуса определим по формуле:

$$r_0 = 1,2 \cdot h. \quad (8.4)$$

Получаем: $r_0 = 1,2 \cdot 16 = 19$ м.

Расстояние между стержневыми молниеприемниками $L=45$ м $< 4h$, тогда предельное расстояние рассчитаем по формуле:

$$L_{max} = 5,75 \cdot h. \quad (8.5)$$

Получаем: $L_{max} = 5,75 \cdot 16 = 92$ м.

Отсюда:

$$L_c = 2,5 \cdot h. \quad (8.6)$$

В результате получаем: $L_c = 2,5 \cdot h = 40$ м.

Определим высоту зоны провеса по формуле:

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} h_0. \quad (8.7)$$

Получаем: $h_c = \frac{92 - 47}{92 - 40} \cdot 14 = 12$ м.

Максимальную полуширину зоны в горизонтальном сечении на высоте h_x определим по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot \sqrt{h_0 - h_x}}{h_0}. \quad (8.8)$$

Отсюда получаем: $r_x = \frac{19 \cdot \sqrt{14 - 8}}{14} = 8$ м.

Длина горизонтального сечения l_x на высоте $h_x < h_c$:

$$l_x = \frac{L}{2}. \quad (8.9)$$

Получаем: $l_x = \frac{45}{2} = 22,5$ м.

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot \sqrt{h_c - h_x}}{h_c}. \quad (8.10)$$

Получаем: $r_{cx} = \frac{19 \cdot \sqrt{12 - 8}}{12} = 6$ м.

Для 35 кВ по аналогии высота молниеотвода будет 14 м.

9 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

Требования к выполнению защиты трансформаторов [25].

Согласно ПУЭ, для трансформатора устанавливаем следующие защиты:

- Основной защитой силового трансформатора от всех видов токов КЗ, выбираем – дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ);
- Резервную защиту от внутренних повреждений – токовая отсечка (ТО);
- Резервную защиту от внешних токов КЗ – максимальную токовую защиту (МТЗ);
- Защиту от перегрузки.

9.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

Токи уставки срабатывания ДЗТ отстраиваем от тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб},$$

где k_n – коэффициент надежности (погрешности реле, ошибки расчета и требуемый запас) равен 1,3;

$I_{нб}$ – ток небаланса, протекающий через защиту при внешнем КЗ;

$$I_{нб} = k_A \times k_{одн} \times f_i \times I_{п,(0)Внеш}, \quad (8.1)$$

k_A – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ, равен 1;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ = 0,5;

f_i – допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1;

$I_{п,(0)Внеш}$ – периодическая составляющая тока внешнего трехфазного КЗ;

$$I_{\text{нб}} = 1 \times 0,5 \times 0,1 \times 11,6 = 0,58 \text{ кА},$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \times 0,58 = 0,754 \text{ кА},$$

Проверяем ток срабатывания защиты по условию включения трансформатора под напряжение без нагрузки:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{ном.Тр}},$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_{\text{ном.Тр}}$ – номинальный ток трансформатора.

$$I_{\text{с.з}} = 754 \text{ А} > 1,2 \times 263 = 316 \text{ А},$$

Условие выполнено, расчетным условием для выбора тока срабатывания принимаем отстройку от тока небаланса $I_{\text{с.з}}=754 \text{ А}$.

Производим проверку чувствительности ДЗТ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)} \times k_{\text{сх N}}^{(n)}}{I_{\text{с.з}} \times k_{\text{сх N}}^{(3)}}, \quad (16.2)$$

где $I_{\text{КЗ мин}}^{(2)}$ – минимальное значение тока КЗ, двух фазное в зоне действия защиты;

$k_{\text{сх N}}^{(3)}$ – коэффициент схемы, определяется видом КЗ, и схемой соединения ТТ защиты на рассматриваемой стороне трансформатора и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Со стороны ВН (110 кВ) силового трансформатора ТТ соединяем в схему треугольник, а на сторонах СН (35 кВ) и НН (10 кВ) в звезду:

$$I_{п.о.к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п,(0)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2 = 7,1 \text{ кА},$$

$$k_{ч} = \frac{7,1 \times 1}{0,754} = 9,4,$$

В соответствии с ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 2. Условие выполнено $k_{ч}$ ДЗТ равен 9,4.

Вторичные токи в плечах защиты рассчитываем, как:

$$I_{ном.Тр.вт} = \frac{I_{ном.Тр} \times k_{сх}}{n_{ТТ}}, \quad (8.3)$$

Таблица 8.1 – Расчётные значения уставок ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения		
	110 кВ	35	10 кВ
$I_{ном.Тр}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \times 110} = 331 \text{ А}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \times 37} = 984 \text{ А}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \times 10} = 2430 \text{ А}$
$k_{ТТ}$	600/5	1000/5	3000/5
Схема соединения ТТ	Δ	Y	Y
$k_{сх}$	1,73	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{443}{600} \cdot 1,73 = 6,8 \text{ А}$	$\frac{984}{1000} = 4,92 \text{ А}$	$\frac{2430}{3000} = 4,05 \text{ А}$

9.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора

ТО устанавливаем со стороны источника питания так, как два источника питания, защиту устанавливаем с двух сторон трансформатора и ток срабатывания защиты отстраиваем от максимального тока КЗ проходящий через трансформатор, при КЗ с противоположной стороны трансформатора:

$$I_{с.з110} \geq k_{отс} I_{КЗ \text{ макс } 10},$$

где $I_{с.з10}$ ток срабатывания защиты со стороны 10 кВ;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,4;

$I_{КЗ \text{ макс}}$ – ток трехфазного КЗ, в месте установки защиты, при КЗ на противоположной стороне трансформатора.

Приводим ток КЗ стороны 10 кВ к стороне 110 кВ трансформатора:

$$\frac{25,1}{\frac{110}{10}} = 2,28 \text{ кА},$$
$$I_{с.з110} = 1,4 \times 2,28 = 3,19 \text{ кА},$$

Приводим ток КЗ стороны 110 кВ к стороне 35 и 10 кВ трансформатора:

$$19,17 \times \frac{10}{110} = 1,8 \text{ кА},$$
$$I_{с.з10} = 1,4 \times 1,8 = 2,5 \text{ кА},$$

Чувствительность ТО определяем при металлическом 2-х фазном КЗ на стороне установки защиты в минимальном режиме работы ЭС. Минимальный коэффициент чувствительности не менее 2:

$$k_{ч 110} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п,(0)110}}{I_{с.з110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2}{3,19} = 2,6,$$
$$k_{ч 10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п,(0)10}}{I_{с.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 11,6}{2,5} = 2,1,$$

Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам.

9.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ подключаем по токовым цепям на стороне 110 кВ.

Первичный ток срабатывания МТЗ рассчитываем по условию отстройки от токов в максимальном рабочем режиме трансформатора [25,26]:

$$I_{с.з} = \frac{k_з}{k_в} \times I_{\text{раб макс}}, \quad (8.4)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора;

$k_в$ – коэффициент возврата;

$k_з$ – коэффициент запаса.

$$I_{\text{раб макс 110}} = k_{\text{пер}} \times I_{\text{ном}} = 1,4 \times 264 = 369,6 \text{ А},$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2}{0,85} \times 369 = 553 \text{ А},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 10 кВ приведённое к стороне 110 кВ:

$$k_ч = \frac{I_{\text{п.о.к}}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{6,74/11}{0,68} = 0,9,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен находиться в пределах 1,2.

9.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора

Для обеспечения защиты от перегрузки трехобмоточного трансформатора разрешается устанавливать защиту с любой стороны. Устанавливаем защиту со стороны 110 кВ.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал, рассчитываем по условию возврата защиты при номинальном токе трансформатора:

$$I_{с.з} = k_{отс} \frac{I_{ном}}{k_{в}}, \quad (8.5)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, равный 0,95.

$$I_{с.з} = 1,05 \times \frac{264}{0,95} = 292 \text{ А,}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, выполняем с выдержкой времени 9 секунд.

10 Монтаж комплектных распределительных устройств внутренней установки

Монтаж комплектных распределительных устройств производится только в помещениях, в которых закончены все строительные работы. Для каждого из рядов распределительного устройства сначала монтируются закладные основания. Монтаж закладных оснований производится по уровню. При этом неровности не должны превышать 1 мм на 1 м длины и не больше 5 мм на всю длину.

Далее производится установка стальных угловых полос в одной, строго горизонтальной плоскости. Установленные полосы присоединяют к контуру заземления распределительного устройства. Присоединение к контуру заземления производится с помощью стальных полос размеров 40x4 мм. Присоединение к контуру заземления должно быть обеспечено не менее чем в двух местах.

Кабельные каналы и проемы, для прокладки кабеля, должны быть выполнены строго в соответствии с проектом. Трубы, заложенные для прохода кабеля через ограждающие конструкции должны выступать из стены. Выступ труб наружу не должен быть менее чем 30 мм.

При выполнении монтажа комплектных распределительных устройств внутри помещения должны быть обеспечены проходы. При однорядной установке шкафов распределительного устройства, проход должен быть равен глубине выката выкатной тележки плюс 0,8 м. Если выполняется двухрядная установка шкафов комплектного распределительного устройства, то ширина прохода должна быть равна глубине выката тележки плюс 1 м.

При монтаже комплектных распределительных устройств должны соблюдаться расстояния от шкафов до ограждающих конструкций помещения. Если выполняется односторонняя установка шкафов комплектного

распределительного устройства, то это расстояние должно быть не меньше 0,1 м.

Монтаж шкафов распределительного устройства начинают с крайнего шкафа, а к монтажу следующего приступают только после завершения монтажа первого.

Для проверки прямолинейности установки шкафов распределительных устройств используют шнур. При этом проверяется прямолинейность установки верхней части ряда шкафов распределительных устройств. Перед проверкой прямолинейности установки шкафов производится их стяжка с помощью болтовых соединений. При отклонении прямолинейности установленных рядов шкафов распределительного устройства выполняют их регулировку. Регулировка прямолинейности производится с помощью установки дополнительных стальных полос. Затем необходимо выполнить проверку правильности установки шкафов, т.е. при правильной установке шкафов должна обеспечиваться совпадение подвижных и не подвижных частей, а выкатная тележка должна фиксироваться роликами.

Окончательное крепление шкафов распределительного устройства выполняется с помощью сварного соединения. Сварное соединение выполняется по углам шкафа РУ, длина сварного шва должна составлять 60-70 мм.

Затем приступают к работам по подключению шкафов РУ. Освобождают верхние и нижние шинодержатели, устанавливают шины в соответствии с цветовой маркировкой. Если на время перевозки и монтажа шкафов с них были сняты приборы, то установка этих приборов производится после монтажа шин. После того как шины в каждой секции установлены производится затяжка болтовых соединений каждой секции. На последнем этапе выполняется проверка работы выключателей, разъединителей, вспомогательных контактов и устройств блокировки. Проверка осуществляется в соответствии с требованиями и нормами завода-изготовителя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект модернизации электрооборудования подстанции 110/35/10 кВ «Сидоровская». На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен анализ электрооборудования подстанции «Сидоровская» и проведена оценка загрузки силовых трансформаторов. По данным организации эксплуатирующей подстанцию «Сидоровская» получено, что силовые трансформаторы, установленные в настоящее время работают с перегрузкой. Перегрузка силовых трансформаторов не позволяет выполнить подключения новых потребителей к подстанции, а также снижает срок службы силовых трансформаторов и может привести к возникновению аварийных ситуаций, что негативно скажется на надежности электроснабжения потребителей питаемого района. Поэтому в выпускной квалификационной работе было принято решение о замене силовых трансформаторов мощностью на более мощные. В результате проведения анализа загрузки силовых трансформаторов построены упорядоченные годовые графики нагрузки подстанции. Построены графики полной мощности и активной мощности. Для проведения замены силовых трансформаторов было проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов установки силовых трансформаторов. Согласно рассчитанной максимальной мощности подстанции к сравнению были приняты силовой трансформатор марки ТДТН 40000/110 и силовой трансформатор марки ТДТН 63000/110. В результате технико-экономического анализа и сравнения приведенных затрат к установке на подстанции «Сидоровская» принят силовой трансформатор марки ТДТН 63000/110.

На втором этапе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен выбор высоковольтного электротехнического оборудования. Для этого были рассчитаны токи короткого замыкания на подстанции, на стороне 110, 35 и 10 кВ. По полученным значениям ТКЗ, а также по значениям номинальной

нагрузки подстанции, в соответствии с нормативными актами и методиками выбора оборудования на подстанции «Сидоровская» были приняты к установке следующие марки оборудования. На стороне 110 кВ к установке был принят высоковольтный выключатель марки ВГТ-110, на стороне 35 кВ ВР35НС, а на стороне 10 кВ высоковольтный выключатель марки ВВЭ-СМ-10-40/2500. Так же на стороне 110 кВ выбраны высоковольтные разъединители РГ-110, согласно схеме ОРУ подстанции, 110-4Н, к установке приняты разъединители с одним и двумя заземляющими ножами, на стороне 35 кВ разъединитель марки РГ-35. Для осуществления измерений и для получения значений для нужд релейной защиты и автоматики на подстанции «Сидоровская» были выбраны к установке трансформаторы тока на стороне 110 кВ марки ТОМ-110, на стороне 35 кВ ТЛК-35, на стороне 10 кВ - ТОЛ 10. Так же на стороне 10 кВ были выбраны измерительные трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ.06-10, на стороне 35 кВ – ЗНОЛ.06-35, а на стороне 110 кВ измерительный антирезонансный газозаполненный трансформатор напряжения марки ЗНГА-110. Для защиты оборудования подстанции внутренних и внешних перенапряжений приняты к установке ограничители перенапряжений с полимерной изоляцией марки ОПН-П-110, ОПН-П-35 и ОПН-П-10, для сторон 110 и 10 кВ подстанции «Сидоровская» соответственно.

Для защиты оборудования подстанции от прямых ударов молнии выполнен расчет молниезащиты подстанции. Также в выпускной квалификационной работе выполнен расчет системы заземления подстанции. В результате расчета получено, что система заземления соответствует требованиям ПУЭ. Рассмотрен раздел монтажа комплектных распределительных устройств внутренней установки.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы, выполнен проект реконструкции электрической части подстанции «Сидоровская» 110/35/10 кВ, который удовлетворяет современным требованиям к надежности электроснабжения потребителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Афонин, В.В. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции / В.В.Афонин, К.А. Набатов. Учебное пособие. –Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. – 90 с.
2. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов / Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 288 с.
3. Балдин, М.Н. Основное оборудование электрических сетей. Справочник / М.Н. Балдин, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2014. – 208 с.
4. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко – Тольятти: ТГУ, 2016. – 75 с.
5. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Методические указания по применению. Схемные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО_56947007-29.130.01.145-2013.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
6. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
7. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций. Учебное пособие / С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа – Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2015. – 100 с.
8. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. – СПб.: Лань, 2014. – 192 с.
9. Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов / И.П Крючков, М.В. Пираторов, В.А. Старшинов – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 142 с.

10. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие / С.М. Кузнецов – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 92 с.
11. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова – Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. – 111 с.
12. Методические указания по выбору оборудования СОПТ // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.40.216-2016.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. Пособие / Г.Н. Ополева – М.: Форум-Инфра, 2013. – 480 с.
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. от 1 июля 2003. – 2003 г.
15. Правила устройства электроустановок. – М.: ЭНАС, 2015. – 552 с.
16. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. – М.: Академия, 2014. – 468 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. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова - 10-е изд. – М.: Академия, 2013. – 448 с.
19. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения: 15.06.2018).

20. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

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

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

23. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

24. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

25. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

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, 2013. – 684 с.