

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)
Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений
(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему «Проектирование ЛЭП 10 кВ с установкой трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ в Ставропольском районе»

Студент	<u>А.С. Кононович</u> (И.О. Фамилия)	<hr/>	(личная подпись)
Руководитель	<u>к.т.н., А.Н. Черненко</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	<hr/>	
Консультант	<u>к.п.н., доцент А.В. Кириллова</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	<hr/>	

Тольятти 2020

Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлен проект ответвления ЛЭП 10 кВ от существующей линии электроснабжения с установкой трансформаторной подстанции.

Для выбора типа и мощности трансформаторной подстанции, предварительно был проведен расчет электрических нагрузок потребителя. Затем рассчитаны мощности компенсирующего оборудования, определены основные конструктивные решения для подстанции и линии 10 кВ.

Проведен расчет коротких замыканий на основании которого проверено оборудование, входящее в состав комплектной трансформаторной подстанции. Проверены по термической устойчивости и экономической плотности тока провода, применяемые на проектируемой линии 10 кВ. Выполнен расчет заземляющих устройств. Проведен перерасчет уставок релейной защиты ПС «Матюшкино», в зону действия которой входит проектируемая подстанция.

Пояснительная записка выполнена на 64 листах. Графическая часть работы представлена на 6 чертежах формата А1.

Abstract

The topic of the given graduation project is «Design 10 kV power transmission line with the installation of a 10/0.4 kV transformer substation in the Stavropol region».

The senior paper consists of an introduction, twelve parts, a conclusion, tables, list of references including foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

The key issue of the thesis is to ensure reliable and uninterrupted supply of electricity to the consumer. We touch upon the problem designing a new power line to connect to an existing power supply system, as well as problem of choosing the type and power of a transformer substation taking into account the requirements of the consumer.

The aim of the work is to ensure the possibility of reliable and safe technical connection of the consumer located in the Stavropol region to the existing 10 kV power supply system.

The graduation work may be divided into several connected parts which are: calculation of electrical loads of the consumer, selection of transformer and compensating devices, calculation of short-circuit currents for checking substation equipment, calculation of the protective earthing system.

The finally part of the project gives details about calculation of the relay protection setpoints installed on the 10 kV line in the area of operation of which the projected substation will enter.

In conclusion we'd like to stress this work is relevant not only for this case, the information from it can be applied to the design of other 10/0.4 kV substations.

Содержание

Введение.....	5
1 Расчет электрических нагрузок	7
2 Выбор трансформатора и компенсирующих устройств	13
3 Электрическая схема и основные конструктивные решения	15
4 Расчет токов коротких замыканий	17
5 Проверка разъединителя РЛНД-10.....	27
6 Проверка выключателя нагрузки ВНА-10.....	30
7 Проверка предохранителя ПКТ	33
8 Проверка проводов по термической устойчивости	35
9 Проверка проводов по экономической плотности тока	37
10 Расчет заземляющего устройства	38
11 Расчет токов КЗ в линиях Ф-6 и Ф-20.....	42
12 Определение уставок релейной защиты	56
Заключение	62
Список используемых источников и литературы.....	63

Введение

Электрическая энергия является наиболее востребованным и универсальным видом энергии. В современном мире она является неотъемлемой частью нашей жизни. И трудно представить хоть одну сферу деятельности в которой не требовалось бы электричество.

Для того чтобы непрерывно снабжать электрической энергией потребителей необходима хорошо развитая электрическая сеть, важнейшим компонентом которой являются трансформаторные подстанции – специальные электроустановки, осуществляющие прием, преобразование и распределение электрической энергии. Кроме того, каждая новая подстанция увеличивает эксплуатационную гибкость системы электроснабжения за счет возможности выбора маршрута передачи электрической энергии.

Трансформаторные подстанции подразделяется по целому ряду характеристик, но основным признаком все же является то, какое положение она занимает в иерархии электрической сети, так подстанции, осуществляющие трансформацию напряжения с 10 кВ на 0,4 кВ, являются последним звеном в ходе передачи электроэнергии к потребителю, как в населенные пункты, так и на производственные предприятия. Наиболее часто такие подстанции встречаются в сельской местности, небольших городах, а также на небольших промышленных предприятиях, расположенных вне городской черты. Несмотря на некоторую специфичность данного вида подстанций, в нашей стране они нашли очень широкое применение.

Поэтому электросетевые организации очень часто сталкиваются с необходимостью проектирования подстанций 10/0,4 кВ. Проекты подстанций такого класса, к тому же имеют несколько отличительных особенностей.

Во-первых, их строительство часто предполагается в таких местах, где поблизости нет уже существующих линий электропередач, а это значит, что к проектированию таких подстанций часто добавляется еще и проектирование новых ЛЭП.

Во-вторых, это настройка релейной защиты. Так при введении в эксплуатацию каждой новой подстанции, приходится заново проводить расчет КЗ и выбор уставок релейной защиты для той линии к которой будет подключена проектируемая подстанция.

К тому же подстанции 10/0,4 кВ в отличие от подстанций с более высоким классом напряжения не имеют специально ограниченной территории, куда мог бы попасть только обслуживающий персонал. А это значит, что необходимо защиту как самой подстанции, так и людей от возможных травм и повреждений.

Целью выпускной квалификационной работы является создание проекта ответвления ЛЭП 10 кВ от существующей линии электроснабжения с установкой трансформаторной подстанции.

1 Расчет электрических нагрузок

Для начала проектирования, в первую очередь необходимо рассчитать ожидаемые электрические нагрузки предприятия.

Перечень всех электроприемников (ЭП) используемых на производстве приведен в таблице 1. По справочным данным [1], таблица 1.7, определим для них значения коэффициентов использования и $\cos \varphi$.

Таблица 1 – Перечень электроприемников

Наименование электроприемника	Кол-во ЭП, шт	Мощность ЭП	$K_{И}$	$\cos \varphi$
3-фазный длительный режим				
Пресс однокривоштитный усилием 40 т	10	4,7 кВт	0,17	0,65
Пресс однокривоштитный усилием 63 т	15	8,3 кВт	0,17	0,65
Пресс однокривоштитный усилием 100 т	12	10 кВт	0,17	0,65
Пресс гидравлический усилием 250 т	7	15 кВт	0,17	0,65
Гильотина для резки металла	10	7,5 кВт	0,13	0,5
1-фазный повторно-кратковременный режим				
Машина контактной точечной сварки (ПВ=50%)	12	83 кВА	0,4	0,65

Расчетная осветительная мощность: $P_{P\text{ осв.}} = 14,6$ кВт;

$Q_{P\text{ осв.}} = 3,5$ квар.

Приведем нагрузку ЭП однофазного повторно-кратковременного режима к длительному режиму по формуле 1:

$$P_H = \frac{S_{П} \cdot \sqrt{ПВ}}{100}, \quad (1)$$

$$P_H = \frac{83 \cdot \sqrt{50}}{100} = 5,9 \text{ кВт.}$$

Теперь приведем 1-фазную нагрузку к условной 3-фазной мощности в соответствии со схемой, представленной на рисунке 1:

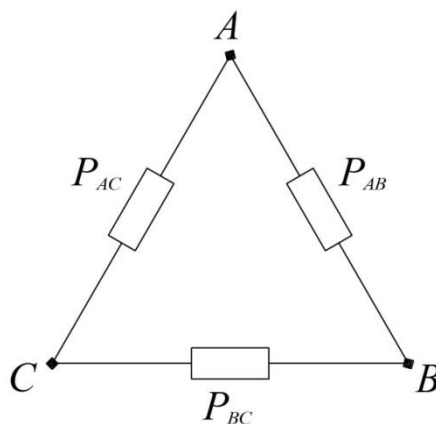


Рисунок 1 – Схема включения однофазной нагрузки

$$P_{AC} = P_{AB} = P_{BC} = 4 \cdot P_H = 23,6 \text{ кВт};$$

$$P_A = \frac{P_{AC} + P_{AB}}{2} = \frac{23,6 + 23,6}{2} = 23,6 \text{ кВт};$$

$$P_B = \frac{P_{BC} + P_{AB}}{2} = \frac{23,6 + 23,6}{2} = 23,6 \text{ кВт};$$

$$P_C = \frac{P_{AC} + P_{BC}}{2} = \frac{23,6 + 23,6}{2} = 23,6 \text{ кВт}.$$

Найдем величину неравномерности по формуле 2:

$$H = \frac{P_{\text{ф.нб}} - P_{\text{ф.нм}}}{P_{\text{ф.нм}}} \cdot 100, \quad (2)$$

$$H = \frac{23,6 - 23,6}{23,6} \cdot 100 = 0 \text{ \%}.$$

Однофазные ЭП распределены по фазам так, что величина неравномерности не превышает 15%, а это значит, что их мощность можно рассчитать, как для группы 3-фазных ЭП с той же суммарной номинальной мощностью (формула 3):

$$P_y^{(3)} = P_A + P_B + P_C, \quad (3)$$

$$P_y^{(3)} = 23,6 + 23,6 + 23,6 = 70,8 \text{ кВт.}$$

Полученное значение, а также все данные из таблицы 1 внесем в сводную ведомость нагрузок предприятия (таблица 2).

Проведем расчет среднесменных электрических нагрузок для каждого типа ЭП.

В качестве примера представлен расчет для однокривошитного прессы усилием 40 т, остальные ЭП рассчитываются аналогично. Все результаты расчетов вносятся в таблицу 2.

Активную нагрузку за смену определим по формуле 4:

$$P_C = K_{И} \cdot \sum P_H, \quad (4)$$

$$P_C = 0,17 \cdot 47 = 7,99 \text{ кВт.}$$

Затем по формуле 5 рассчитаем реактивную нагрузку за смену:

$$Q_C = K_{И} \cdot \sum P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (5)$$

$$Q_C = 0,17 \cdot 47 \cdot 1,17 = 9,348 \text{ квар.}$$

После этого найдем суммарные значения для всего предприятия. Коэффициент использования и $\operatorname{tg} \varphi$ для суммарной нагрузки определяется по формулам 6 и 7 соответственно:

$$K_{И} = \frac{\sum P_C}{\sum P_H}, \quad (6)$$

$$K_{И} = \frac{161,475}{612,3} = 0,26.$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sum Q_C}{\sum P_C}, \quad (7)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{170,866}{161,475} = 1,06.$$

Т.к. имеющиеся электроприемники имеют разные мощности, то для дальнейших расчетов необходимо по формуле 8 определить их эффективное число $n_{\text{Э}}$:

$$n_{\text{Э}} = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum n \cdot p_H^2}, \quad (8)$$

$$n_{\text{Э}} = \frac{612,3^2}{10 \cdot 4,7^2 + 15 \cdot 8,3^2 + 12 \cdot 10^2 + 7 \cdot 15^2 + 10 \cdot 7,5^2 + 5 \cdot 14^2 + 12 \cdot 5,9^2} = 62,6.$$

Найденное значение округлим до ближайшего меньшего целого числа и примем $n_{\text{Э}} = 62$.

По выбранному числу эффективных электроприемников определим значение коэффициента расчетной мощности на шинах низкого напряжения трансформатора по таблице 3 [2], $K_P = 0,67$.

Приступим к определению расчетных нагрузок предприятия. Расчетную активную мощность найдем по формуле 9:

$$P_P = K_P \cdot K_{\text{И}} \cdot \sum P_H = K_P \cdot \sum P_C, \quad (9)$$

$$P_P = 0,67 \cdot 161,475 = 108,188 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность определяется в зависимости от количества эффективных ЭП:

Если $n_{\text{Э}} \leq 10$, то используется формула 10:

$$Q_P = 1,1 \cdot K_{И} \cdot \sum P_H \cdot tg \varphi = 1,1 \cdot Q_C. \quad (10)$$

В случае, если $n_{э} > 10$, то используется формула 11:

$$Q_P = K_{И} \cdot \sum P_H \cdot tg \varphi = Q_C. \quad (11)$$

В данном случае $n_{э} > 10$, а значит расчетную реактивную мощность определяем по формуле 11:

$$Q_P = 170,866 \text{ квар.}$$

Теперь определим полную расчетную мощность предприятия по формуле 12:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}; \quad (12)$$

$$S_P = \sqrt{108,188^2 + 170,866^2} = 202,237 \text{ кВА.}$$

Но для получения итогового значения мощности необходимо еще учесть освещение для этого к расчетным активным и реактивным мощностям прибавим соответствующие расчетные значения осветительной мощности и после этого определим полную расчетную мощность уже с учетом освещения:

$$S_P = \sqrt{122,788^2 + 174,366^2} = 213,261 \text{ кВА.}$$

Вывод по пункту 1: Проведен расчет электрических нагрузок, определены расчетные мощности для всего предприятия с учетом освещения.

Таблица 2 – Сводная ведомость нагрузок предприятия

Название цеха	n	P_H	$\sum P_H$, кВт	$K_{И}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	$n_{Э}$	K_P	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВА
Пресс однокривоштитный усилием 40 т	10	4,7	47	0,17	0,65	1,17	7,99	9,348					
Пресс однокривоштитный усилием 63 т	15	8,3	124,5	0,17	0,65	1,17	21,165	24,763					
Пресс однокривоштитный усилием 100 т	12	10	120	0,17	0,65	1,17	20,4	23,868					
Пресс гидравлический усилием 250 т	7	15	105	0,17	0,65	1,17	17,85	20,885					
Гильотина для резки металла	10	7,5	75	0,13	0,5	1,73	9,75	16,868					
Вентиляторы	5	14	70	0,8	0,8	0,75	56	42					
Машина контактной точечной сварки (ПВ=50%)	12	5,9	70,8	0,4	0,65	1,17	28,32	33,134					
Итого без освещения	71	15 / 4,7	612,3	0,26	-	1,06	161,475	170,866	62	0,67	108,188	170,866	202,237
Освещение											14,6	3,5	
Итого с учетом освещения											122,788	174,366	213,261

2 Выбор трансформатора и компенсирующих устройств

Все оборудование на предприятии относится к 3-й категории надежности, а значит будет устанавливаться однострансформаторная подстанция. С учетом этого определим коэффициент загрузки будущей подстанции, для потребителей 3-й категории этот коэффициент должен составлять 0,9...0,95 [3]. Примем $K_3 = 0,9$.

В среднем по предприятию $tg \varphi = 1,06$. Следовательно, необходимо предусмотреть компенсацию реактивной мощности, так чтобы это значение не превышало 0,5 [4]. Поэтому в расчете компенсирующих устройств примем коэффициент реактивной мощности до компенсации $tg \varphi_{к.р.} = 0,4$.

Определим мощность компенсирующего устройства по формуле 13:

$$Q_{к.р.} = \alpha \cdot P_P \cdot (tg \varphi - tg \varphi_{к.р.}), \quad (13)$$

где α - коэффициент, учитывающий повышение $\cos \varphi$ естественным способом, принимается $\alpha = 0,9$;

$$Q_{к.р.} = 0,9 \cdot 122,788 \cdot (1,06 - 0,4) = 72,936 \text{ квар.}$$

По результатам расчета выбираем ближайшее номинальное значение мощности компенсирующего устройства - это 70 квар. Само оборудование выберем после того, как будут определены тип и мощность подстанции.

После этого рассчитаем полную мощность с учетом компенсации, по формуле 14:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + (Q_P - Q_{к.р.})^2}; \quad (14)$$
$$S_P = \sqrt{122,788^2 + (174,366 - 70)^2} = 161,15 \text{ кВА.}$$

Теперь рассчитаем мощность трансформатора по формуле 15:

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot N_T}; \quad (15)$$
$$S_T \geq \frac{161,15}{0,9 \cdot 1} = 179,06 \text{ кВА.}$$

По полученным данным и учитывая возможное развитие предприятия в будущем выбираем трансформатор мощностью 250 кВА.

Учитывая ограниченную территорию помещения предприятия, а, следовательно, необходимость установки трансформатора за пределами здания выбирается подстанция киоскового типа - КТП-СЭЩ-Н(ВК)-250/10/0,4-У1 [5], с силовым трансформатором типа ТМГ.

Этот тип подстанций обладает рядом преимуществ:

- 1) Конструкция подстанции позволяет быстро провести монтажные работы на месте эксплуатации, без дополнительных расходов на строительство здания подстанции;
- 2) Не требует подготовки фундамента, для установки достаточно бетонных блоков;
- 3) Имеет надежную антивандальную защиту.

В данной подстанции предусмотрен отсек конденсаторов, в котором на выдвижной раме могут быть установлены косинусные конденсаторы типа КПС, а значит в качестве компенсирующего оборудования будет использованы конденсаторы КПС-0,4-70-3У3 [6].

Вывод по пункту 2: Проведен расчет компенсирующих устройств, определена мощность трансформатора, выбран тип трансформаторной подстанции.

3 Электрическая схема и основные конструктивные решения

Существующая линия 10 кВ отпайкой от ближайшей опоры (опора №2000/42) будет соединена с проектируемой линией ВЛЗ-10 кВ. ВЛЗ-10 кВ выполняется проводом СИП-3 с установкой концевой анкерной опоры.

Провод СИП-3 – это самонесущий изолированный провод, с сталеалюминиевыми жилами, покрытыми изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена [7].

Сечение провода по требованию электроснабжающей организации примем равным 50 мм^2 , это минимально значение, требуемое для надежного выполнения отпайки.

Выбор воздушной линии с изолированными проводами обусловлен требованиями по обеспечению энергетической эффективности и безопасности, кроме того ВЛЗ имеет следующие преимущества перед неизолированной воздушной линией:

- 1) Значительно уменьшается площадь землеотвода;
- 2) Исключаются короткие замыкания при попадании на провода посторонних предметов, существенно снижается вероятность КЗ на землю;
- 3) Снижается риск поражения электрическим током как обслуживающего персонала, так и гражданского населения;
- 4) Значительно снижается вероятность возникновения пожаров;
- 5) Минимизируются эксплуатационные расходы, снижаются затраты на проведения ремонтов;
- 6) Значительно снижается возможность поражения птиц электрическим током.

Подключение подстанции к ВЛЗ-10 кВ будет выполняться по тупиковой схеме [8] через трехполюсный разъединитель типа РЛНД, который будет устанавливаться на опоре, а также высоковольтные предохранители типа ПКТ, расположенные в отсеке устройств ввода высокого напряжения (УВН).

Со стороны 0,4 кВ через аппарат ввода напряжение подается на сборную шину, а затем через автоматический выключатель типа ВА на отходящую линию к потребителям.

На подстанции предусмотрены следующие виды защит:

- 1) От атмосферных и коммутационных перенапряжений;
- 2) От межфазных коротких замыканий;
- 3) От перегрузок и коротких замыканий на отходящих линиях 0,4 кВ.

В подстанции предусмотрены следующие блокировки:

1) Блокировка, предотвращающая включение рубильника при отключенных главных ножах разъединителя;

2) Блокировка, не допускающая доступ в отсек УВН при отключенных главных ножах разъединителя;

3) Блокировка, не допускающая включение главных ножей при включенных заземляющих ножах и включение заземляющих ножей при включенных главных ножах;

4) Электромеханическая блокировка в распределительном устройстве низкого напряжения не позволяющая произвести отключение рубильника, находящегося под нагрузкой.

Вывод по пункту 3: Определены конструктивные решения необходимые для присоединения к существующей линии электропередачи. Выбрана электрическая схема подстанции, основные конструктивные решения на сторонах высокого и низкого напряжения. Определены виды защит и блокировок для безопасности оборудования и обслуживающего персонала подстанции.

4 Расчет токов коротких замыканий

Для определения токов трехфазных коротких замыканий сначала изобразим расчетную схему (рисунок 2) и схему замещения (рисунок 3).

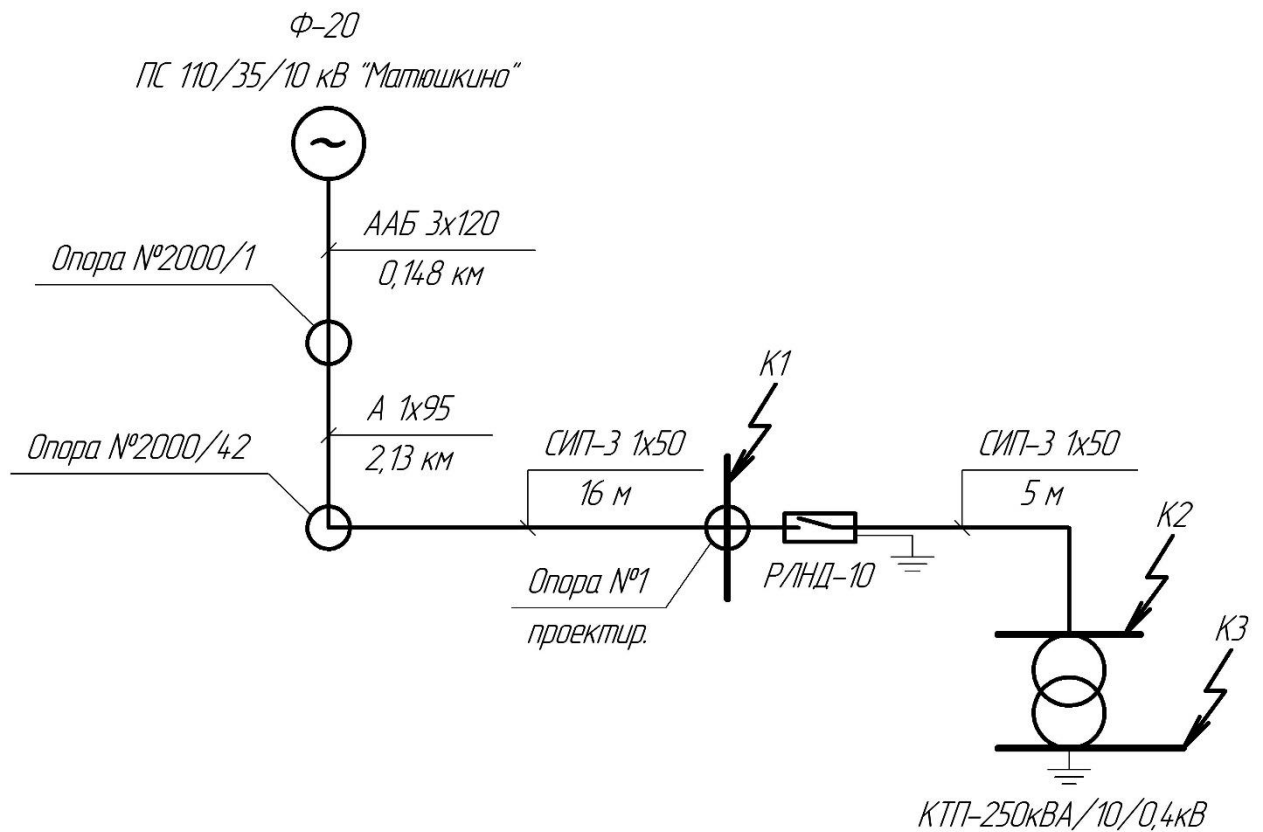


Рисунок 2 – Расчетная схема

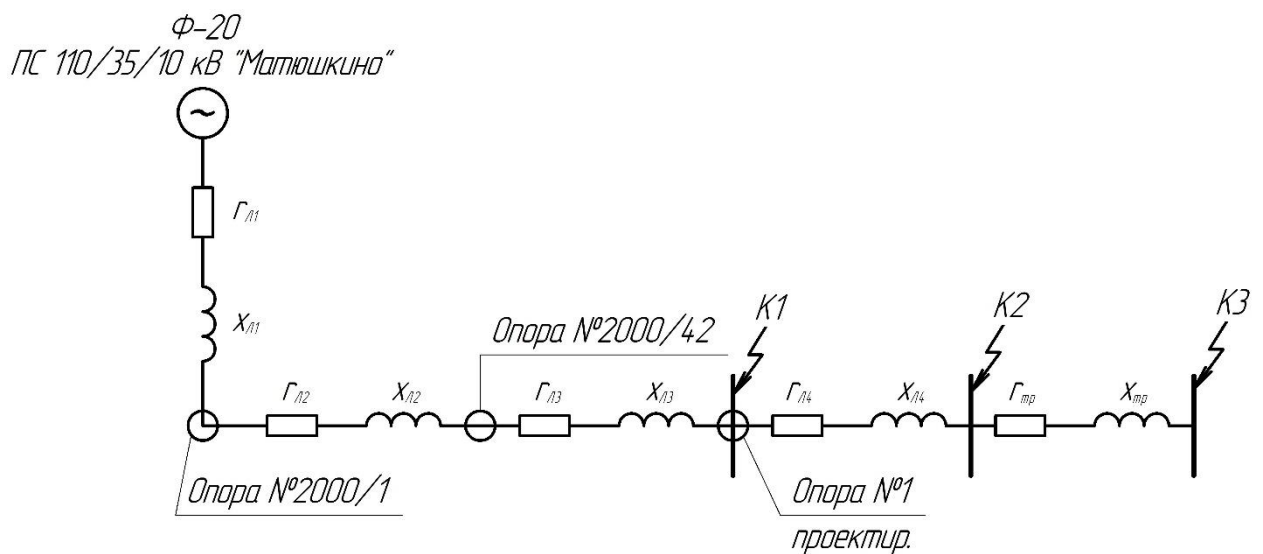


Рисунок 3 – Схема замещения

После этого занесем все исходные данные необходимые для расчета в таблицу 3.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета токов КЗ

Тип	Паспортные данные			
	$I_{кз\ max},$ кА	$z_C\ max$	$I_{кз\ min},$ кА	$z_C\ min$
ПС 110/35/10кВ «Матюшкино» на шинах 10 кВ	6,218	0,193 + j0,956	5,660	0,196 + j1,053
	$S_H,$ кВА	$U_H,$ кВ	$u_K,$ %	$\Delta P_{кз},$ кВт
Трансформатор ТМГ-250/10/0,4	250	10,5	4,5	3,7
КЛ 10 кВ ААБ 3x120	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$L_1,$ км	
	0,258	0,081	0,148	
ВЛ 10 кВ А 1x95	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$L_2,$ км	
	0,34	0,319	2,13	
ВЛЗ 10 кВ СИП-3 1x50	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$L_3,$ км	$L_4,$ км
	0,64	0,33	0,016	0,005

Расчеты будут проведены в именованных единицах [9]. Необходимо определить максимально возможные токи КЗ для последующей проверки проводов и электрических аппаратов на термическую и динамическую стойкость. А также минимальный ток КЗ для проверки чувствительности защиты. Чтобы перейти непосредственно к расчету токов КЗ необходимо сначала определить параметры всех элементов схемы замещения.

Определим активное и реактивное сопротивление трансформатора. Активное сопротивление найдем по формуле 16:

$$r_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_H^2}{S_H^2}; \quad (16)$$

$$r_{тр} = \frac{(3,7 \cdot 10^3) \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2}{(250 \cdot 10^3)^2} = 6,527 \text{ Ом.}$$

Для того, чтобы найти реактивное сопротивление сначала определим полное сопротивление трансформатора по формуле 17:

$$z_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{Н}}^2}{100 \cdot S_{\text{Н}}}; \quad (17)$$
$$z_{\text{тр}} = \frac{4,5 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 250 \cdot 10^3} = 19,845 \text{ Ом.}$$

Теперь по формуле 18 найдем реактивное сопротивление трансформатора:

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2}; \quad (18)$$
$$x_{\text{тр}} = \sqrt{19,845^2 - 6,527^2} = 18,741 \text{ Ом.}$$

Перейдем к расчету сопротивления линий. Определим активное и реактивное сопротивление кабельной линии Л1 по формулам 19 и 20 соответственно:

$$r_{\text{Л}} = r_0 \cdot L; \quad (19)$$
$$r_{\text{Л1}} = 0,258 \cdot 0,148 = 0,038 \text{ Ом.}$$

$$x_{\text{Л}} = x_0 \cdot L; \quad (20)$$
$$x_{\text{Л1}} = 0,081 \cdot 0,148 = 0,012 \text{ Ом.}$$

Аналогичным образом, по формулам 19 и 20, проведем расчеты сопротивлений остальных линий.

Сопротивление воздушной линии Л2:

$$r_{Л2} = 0,34 \cdot 2,13 = 0,724 \text{ Ом};$$

$$x_{Л2} = 0,319 \cdot 2,13 = 0,679 \text{ Ом}.$$

Сопротивление проектируемой воздушной линии с изолированными проводами Л3:

$$r_{Л3} = 0,64 \cdot 0,016 = 0,01 \text{ Ом};$$

$$x_{Л3} = 0,33 \cdot 0,016 = 0,005 \text{ Ом}.$$

Сопротивление проектируемой воздушной линии с изолированными проводами Л4:

$$r_{Л4} = 0,64 \cdot 0,005 = 0,003 \text{ Ом};$$

$$x_{Л4} = 0,33 \cdot 0,005 = 0,002 \text{ Ом}.$$

Полученные сопротивления элементов схемы замещения внесем в таблицу 4.

Таблица 4 – Сопротивления элементов схемы замещения

Элемент схемы замещения	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом
Трансформатор	6,527	18,741
Л1	0,038	0,012
Л2	0,724	0,679
Л3	0,01	0,005
Л4	0,003	0,002

Найдем максимальный и минимальный ток трехфазного короткого замыкания в точке К1. Для этого определим суммарные значения активного и реактивного сопротивления в этой точке.

Суммарное активное сопротивление для максимального режима работы сети в точке К1 определяется по формуле 21:

$$\sum R_{1 \max} = r_{C \max} + r_{Л1} + r_{Л2} + r_{Л3}; \quad (21)$$
$$\sum R_{1 \max} = 0,193 + 0,038 + 0,724 + 0,01 = 0,965 \text{ Ом.}$$

Суммарное реактивное сопротивление для максимального режима работы сети в точке К1 определяется по формуле 22:

$$\sum X_{1 \max} = x_{C \max} + x_{Л1} + x_{Л2} + x_{Л3}; \quad (22)$$
$$\sum X_{1 \max} = 0,956 + 0,012 + 0,679 + 0,005 = 1,652 \text{ Ом.}$$

Теперь определим полное сопротивление в точке К1 по формуле 23:

$$Z = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}; \quad (23)$$
$$Z_{1 \max} = \sqrt{0,965^2 + 1,652^2} = 1,913 \text{ Ом.}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке К1 при работе сети в максимальном режиме по формуле 24:

$$I_{К3}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_1}; \quad (24)$$
$$I_{К1 \max}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,913} = 3,169 \text{ кА.}$$

Перейдем к нахождению минимального тока КЗ в этой точке. Для этого сначала определим суммарное активное сопротивление для минимального режима работы сети по формуле 25:

$$\sum R_{1 \min} = r_{C \min} + r_{Л1} + r_{Л2} + r_{Л3}; \quad (25)$$
$$\sum R_{1 \min} = 0,196 + 0,038 + 0,724 + 0,01 = 0,968 \text{ Ом.}$$

Суммарное реактивное сопротивление для минимального режима работы сети в точке К1 определяется по формуле 26:

$$\sum X_{1 \min} = x_{C \min} + x_{Л1} + x_{Л2} + x_{Л3}; \quad (26)$$
$$\sum X_{1 \min} = 1,053 + 0,012 + 0,679 + 0,005 = 1,749 \text{ Ом.}$$

Теперь определим полное сопротивление в точке К1 по формуле 23:

$$Z_{1 \min} = \sqrt{0,968^2 + 1,749^2} = 1,999 \text{ Ом.}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке К1 при работе сети в минимальном режиме по формуле 24:

$$I_{К1 \min}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,999} = 3,033 \text{ кА.}$$

Перейдем к расчетам для точки К2, найдем максимальный и минимальный ток трехфазного короткого замыкания.

Суммарное активное сопротивление для максимального режима работы сети в точке К2 определяется по формуле 27:

$$\sum R_{2 \max} = \Sigma R_{1 \max} + r_{Л4}; \quad (27)$$

$$\sum R_{2 \max} = 0,965 + 0,003 = 0,968 \text{ Ом.}$$

Суммарное реактивное сопротивление для максимального режима работы сети в точке К2 определяется по формуле 28:

$$\sum X_{2 \max} = \Sigma X_{1 \max} + x_{Л4}; \quad (28)$$

$$\sum X_{2 \max} = 1,652 + 0,002 = 1,654 \text{ Ом.}$$

Теперь определим полное сопротивление в точке К2 по формуле 23:

$$Z_{2 \max} = \sqrt{0,968^2 + 1,654^2} = 1,916 \text{ Ом.}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке К2 при работе сети в максимальном режиме по формуле 24:

$$I_{К2 \max}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,916} = 3,164 \text{ кА.}$$

Для нахождения минимального тока КЗ в этой точке, сначала определим суммарное активное сопротивление для минимального режима работы сети по формуле 29:

$$\sum R_{2 \min} = \Sigma R_{1 \min} + r_{Л4}; \quad (29)$$

$$\sum R_{2 \min} = 0,968 + 0,003 = 0,971 \text{ Ом.}$$

Суммарное реактивное сопротивление для минимального режима работы сети в точке К2 определяется по формуле 30:

$$\sum X_{2 \min} = \Sigma X_{1 \min} + x_{Л4}; \quad (30)$$
$$\sum X_{2 \min} = 1,749 + 0,002 = 1,751 \text{ Ом.}$$

Теперь определим полное сопротивление в точке К2 по формуле 23:

$$Z_{2 \min} = \sqrt{0,971^2 + 1,751^2} = 2,002 \text{ Ом.}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке К2 при работе сети в минимальном режиме по формуле 24:

$$I_{К2 \min}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2,002} = 3,028 \text{ кА.}$$

Найдем максимальный и минимальный ток трехфазного короткого замыкания в точке К3.

Суммарное активное сопротивление для максимального режима работы сети в точке К3 определяется по формуле 31:

$$\sum R_{3 \max} = \Sigma R_{2 \max} + r_{тр}; \quad (31)$$
$$\sum R_{3 \max} = 0,968 + 6,527 = 7,495 \text{ Ом.}$$

Суммарное реактивное сопротивление для максимального режима работы сети в точке К3 определяется по формуле 32:

$$\sum X_{3 \max} = \Sigma X_{2 \max} + x_{\text{тр}}; \quad (32)$$

$$\sum X_{3 \max} = 1,654 + 18,741 = 20,395 \text{ Ом.}$$

Теперь определим полное сопротивление в точке КЗ по формуле 23:

$$Z_{3 \max} = \sqrt{7,495^2 + 20,395^2} = 21,729 \text{ Ом.}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке КЗ при работе сети в максимальном режиме по формуле 24:

$$I_{\text{КЗ} \max}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 21,729} = 0,279 \text{ кА.}$$

Перейдем к нахождению минимального тока КЗ в этой точке.

Суммарное активное сопротивление для минимального режима работы сети в точке КЗ определяется по формуле 33:

$$\sum R_{3 \min} = \Sigma R_{2 \min} + r_{\text{тр}}; \quad (33)$$

$$\sum R_{3 \min} = 0,971 + 6,527 = 7,498 \text{ Ом.}$$

Суммарное реактивное сопротивление для минимального режима работы сети в точке КЗ определяется по формуле 34:

$$\sum X_{3 \min} = \Sigma X_{2 \min} + x_{\text{тр}}; \quad (34)$$

$$\sum X_{3 \min} = 1,751 + 18,741 = 20,492 \text{ Ом.}$$

Теперь определим полное сопротивление в точке К3 по формуле 23:

$$Z_{3 \min} = \sqrt{7,498^2 + 20,492^2} = 21,821 \text{ Ом.}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке К2 при работе сети в минимальном режиме по формуле 24:

$$I_{\text{КЗ} \min}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 21,821} = 0,278 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов трехфазного короткого замыкания в каждой точке и для обоих режимов работы сети внесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	Ток КЗ в максимальном режиме	Ток КЗ в минимальном режиме
К1	3,169 кА	3,033 кА
К2	3,164 кА	3,028 кА
К3	0,279 кА	0,278 кА

Вывод по пункту 5: Составлена схема замещения, рассчитаны сопротивления для всех её элементов. Определены токи трехфазного короткого замыкания в каждой точке для максимального и минимального режима работы сети.

5 Проверка разъединителя РЛНД-10

Разъединитель переменного тока предназначен для:

- 1) Включения и отключения обесточенных участков электрической цепи высокого напряжения;
- 2) Обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке;
- 3) Заземления отключенных участков при помощи встроенных заземлителей.

Выбранная комплектная трансформаторная подстанция оборудована разъединителем РЛНД-10/630 А [10], который будет устанавливаться на проектируемой концевой опоре. Все необходимые для проверки данного оборудования параметры внесем в таблицу 6.

Таблица 6 – Технические характеристики разъединителя РЛНД-10

Наименование параметра	РЛНД-10/630
Номинальное рабочее напряжение, $U_{\text{ном}}$	10 кВ
Номинальный ток, $I_{\text{ном}}$	630 А
Ток электродинамической стойкости, $I_{\text{д}}$	25 кА
Ток термической стойкости, $I_{\text{т}}$	10 кА
Время короткого замыкания, $t_{\text{т}}$	4 с

Проверка разъединителя проводится по 4 условиям: по номинальному напряжению, номинальному току, по электродинамической и термической стойкости.

1. Проверка разъединителя по номинальному напряжению (формула 35):

$$U_p \leq U_{\text{ном}}; \quad (35)$$

Рабочее напряжение – $U_p = 10$ кВ;

Номинальное напряжение разъединителя - $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$;

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

Условие выполняется.

2. Проверка разъединителя по номинальному току (формула 36):

$$I_p \leq I_{\text{ном}}; \quad (36)$$

Рабочий ток в сети определим по формуле 37:

$$I_p = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (37)$$
$$I_p = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,7 \text{ А}.$$

Номинальный ток разъединителя - $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$;

$$13,7 \text{ А} < 630 \text{ А};$$

Условие выполняется.

3. Проверка разъединителя по электродинамической стойкости (формула 38):

$$i_{\text{уд}} \leq I_d; \quad (38)$$

Ударный ток определим по формуле 39:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{K1 \text{ max}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}}; \quad (39)$$
$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3,169 \cdot 1,2 = 5,378 \text{ кА};$$

Ток электродинамической стойкости - $i_d = 25 \text{ кА}$;

$$5,378 \text{ кА} < 25 \text{ кА};$$

Условие выполняется.

4. Проверка разъединителя по термической стойкости (формула 40):

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (40)$$

Импульс квадратичного тока короткого замыкания B_k , при $t_{откл} = 1,5 \text{ с}$, $T_a = 0,1 \text{ с}$, найдем по формуле 41:

$$B_k = I_{K1 \max}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (41)$$
$$B_k = 3,169^2 \cdot (1,5 + 0,1) = 16,068 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Ток термической стойкости - $I_T = 10 \text{ кА}$;

Время короткого замыкания - $t_T = 4 \text{ с}$;

$$16,068 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 10^2 (\text{кА}^2) \cdot 4 \text{ с};$$

$$16,068 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Вывод пункту 5: Проведена проверка разъединителя РЛНД-10. Оборудование удовлетворяет всем требованиям, а значит может использоваться в данных условиях.

6 Проверка выключателя нагрузки ВНА-10

Выключатель нагрузки предназначен для коммутации линий, силовых трансформаторов, работающих под нагрузкой, при номинальном напряжении. По сравнению с другими видами выключателей обладает гораздо меньшей себестоимостью, быстро и надежно отключает номинальные токи нагрузки.

Выбранная комплектная трансформаторная подстанция оборудована автогазовым выключателем нагрузки ВНА-10/630 [11]. Все необходимые для проверки данного оборудования параметры внесем в таблицу 7.

Таблица 7 – Технические характеристики выключателя ВНА-10

Наименование параметра	ВНА-10/630
Номинальное рабочее напряжение, $U_{\text{НОМ}}$	10 кВ
Номинальный ток, $I_{\text{НОМ}}$	630 А
Ток электродинамической стойкости, $I_{\text{Д}}$	51 кА
Ток термической стойкости, $I_{\text{Т}}$	20 кА
Время короткого замыкания, $t_{\text{Т}}$	3 с

Проверка выключателя проводится по 4 условиям: по номинальному напряжению, максимальному длительному току, по электродинамической и термической стойкости.

1. Проверка выключателя по номинальному напряжению (формула 42):

$$U_p \leq U_{\text{НОМ}}; \quad (42)$$

Рабочее напряжение – $U_p = 10$ кВ;

Номинальное напряжение выключателя - $U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ;

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

Условие выполняется.

2. Проверка выключателя по максимальному длительному току (формула 43):

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (43)$$

Максимальный рабочий ток определим по формуле 44:

$$\begin{aligned} I_{max} &= 1,3 \cdot I_p; \\ I_{max} &= 1,3 \cdot 13,7 = 17,8 \text{ A}; \end{aligned} \quad (44)$$

Номинальный ток выключателя - $I_{ном} = 630 \text{ A}$;

$$17,8 \text{ A} < 630 \text{ A};$$

Условие выполняется.

3. Проверка выключателя нагрузки по электродинамической стойкости (формула 45):

$$i_{уд} \leq I_d; \quad (45)$$

Ударный ток определим по формуле 46:

$$\begin{aligned} i_{уд} &= \sqrt{2} \cdot I_{K1 max}^{(3)} \cdot K_{уд}; \\ i_{уд} &= \sqrt{2} \cdot 3,169 \cdot 1,2 = 5,378 \text{ кА}; \end{aligned} \quad (46)$$

Ток электродинамической стойкости - $i_d = 51 \text{ кА}$;

$$5,378 \text{ кА} < 51 \text{ кА};$$

Условие выполняется.

4. Проверка выключателя по термической стойкости (формула 47):

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (47)$$

Импульс квадратичного тока короткого замыкания B_k , при $t_{откл} = 1,5$ с, $T_a = 0,1$ с, найдем по формуле 48:

$$B_k = I_{K1\max}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (48)$$
$$B_k = 3,169^2 \cdot (1,5 + 0,1) = 16,068 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Ток термической стойкости - $I_T = 20$ кА;

Время короткого замыкания - $t_T = 3$ с;

$$16,068 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 20^2 (\text{кА}^2) \cdot 3 \text{ с};$$

$$16,068 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Вывод пункту 6: Проведена проверка выключателя нагрузки ВНА-10. Оборудование удовлетворяет всем требованиям, а значит может использоваться в данных условиях.

7 Проверка предохранителя ПКТ

Высоковольтные предохранители предназначены для защиты воздушных и кабельных линий, силовых трансформаторов от сверхтоков при перегрузках и коротких замыканиях.

Выбранная комплектная трансформаторная подстанция оборудована высоковольтным токоограничивающим предохранителем ПКТ-102-10/31,5-31,5 [12]. Все необходимые для проверки данного оборудования параметры внесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Технические характеристики предохранителя ПКТ-102

Наименование параметра	ПКТ-102-10/31,5-31,5
Номинальное рабочее напряжение, $U_{\text{НОМ}}$	10 кВ
Номинальный рабочий ток, $I_{\text{НОМ}}$	31,5 А
Номинальная отключающая способность, $I_{\text{откл}}$	31,5 кА

Проверка предохранителя проводится по 3 условиям: по номинальному напряжению, номинальному току, по отключающей способности.

1. Проверка предохранителя по номинальному напряжению (формула 42):

$$U_p \leq U_{\text{НОМ}}; \quad (49)$$

Рабочее напряжение – $U_p = 10$ кВ;

Номинальное напряжение предохранителя - $U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ;

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

Условие выполняется.

2. Проверка предохранителя по номинальному току (формула 50):

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (50)$$

Максимальный рабочий ток - $I_{max} = 17,8 \text{ A}$;

Номинальный ток предохранителя - $I_{ном} = 31,5 \text{ A}$;

$$17,8 \text{ A} < 31,5 \text{ A};$$

Условие выполняется.

3. Проверка высоковольтного предохранителя по отключающей способности (формула 51):

$$I_{K1 max}^{(3)} < I_{откл}; \quad (51)$$

Максимальный ток короткого замыкания - $I_{K1 max}^{(3)} = 3,169 \text{ кА}$;

Отключающая способность предохранителя - $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$;

$$3,169 \text{ кА} < 31,5 \text{ кА};$$

Условие выполняется.

Вывод пункту 7: Проведена проверка высоковольтного предохранителя ПКТ-102. Оборудование удовлетворяет всем требованиям, а значит может использоваться в данных условиях.

8 Проверка проводов по термической устойчивости

Проводники в сетях выше 1000 В подлежат проверке на термическую устойчивость.

Для проверки сечения проводника по термической устойчивости необходимы следующие данные (таблица 9).

Таблица 9 – Исходные данные для проверки по термической устойчивости

Наименование параметра	Значение параметра
Ток короткого замыкания в точке присоединения, $I_{K1}^{(3) max}$	3,169 кА
Время срабатывания защиты реле, $t_{с.з.}$	0,6 с
Время срабатывания защиты выключателя, $t_{с.з.выкл.}$	0,15 с

Общее время срабатывания защиты:

$$t_{с.з.} = 0,6 + 0,15 = 0,75 \text{ с.}$$

Для СИП-3 допустимый ток короткого замыкания не более 4,3 кА в течении 1 с.

В нашем случае максимальный ток короткого замыкания 3,169 кА, который будет отключен через 0,75 с.

А это значит, что условие (формула 52) выполняется:

$$I_{K3 \text{ пред.}} > I_{K1}^{(3) max}; \quad (52)$$
$$4,3 \text{ кА} > 3,169 \text{ кА.}$$

Сечение, обеспечивающее термическую устойчивость проводника к току КЗ при заданной величине фиктивного времени t_{ϕ} , определяется по формуле 53:

$$F = I_{K1\max}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{t_{\phi}}}{C}; \quad (53)$$

Постоянная, определяемая в зависимости от заданной ПУЭ конечной температуры нагревания жил и напряжения. Для изолированного провода с алюминиевыми жилами $C = 98$ [13].

Фиктивное время определяется выдержкой времени максимальной защиты линии и собственным временем срабатывания аппаратов защиты:

$$t_{\phi} = 0,5 + 0,25 = 0,75 \text{ с.}$$

Определим сечение, которое позволит обеспечить термическую устойчивость провода СИП-3 по формуле 53:

$$F = 3,169 \cdot 10^3 \cdot \frac{\sqrt{0,75}}{98} = 28 \text{ мм}^2.$$

В данном проекте используется провод СИП-3 сечением 50 мм^2 , что больше расчетного, а значит обеспечивает требуемую термическую устойчивость.

Вывод по пункту 8: Проведен расчет сечения, обеспечивающего термическую устойчивость проводника к току КЗ. Провод СИП-3 сечением 50 мм^2 полностью соответствует условию выбора по термической устойчивости.

9 Проверка проводов по экономической плотности тока

Проводники в сетях выше 1000 В также подлежат проверке по экономической плотности тока.

Сечение проводника по экономической плотности тока выбирается согласно формуле 54:

$$F_{\text{э}} = \frac{I}{I_{\text{э}}}; \quad (54)$$

Длительно допустимый ток I , определим по формуле 55:

$$I = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}; \quad (55)$$
$$I = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,7 \text{ А.}$$

Экономическая плотность тока $I_{\text{э}} = 1,4 \text{ А}$, согласно ПУЭ [].

Проведем расчет минимального сечения проводника по экономической плотности тока (формула 55):

$$F_{\text{э}} = \frac{13,7}{1,4} = 9,786 \text{ мм}^2.$$

В данном проекте используется провод СИП-3 сечением 50 мм^2 , что больше расчетного, а значит соответствует требованиям. Длительно допустимый ток провода СИП-3 сечением 50 мм^2 $I_{\text{дл}} = 245 \text{ А}$, что значительно больше номинального рабочего тока в линии.

Вывод по пункту 9: Проведен расчет сечения по экономической. Провод СИП-3 сечением 50 мм^2 полностью соответствует условию выбора по экономической.

10 Расчет заземляющего устройства

Защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землей металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением. Его выполняют с целью предотвращения опасности поражения электрическим током, обусловленной переходом напряжения на конструктивные части электрооборудования и установок.

В установках выше 1 кВ должно быть выполнено заземление согласно ПУЭ [14]. Внешний контур заземления выполняется путем прокладки горизонтальных заземлителей и вертикальных электродов на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли. Соединение между вертикальными и горизонтальными электродами выполняется посредством сварки по ГОСТ 5264-80 [15]. Заземляющее устройство КТП должно быть соединено с заземляющим устройством РЛНД-10.

Расчет заземляющих устройств проводится с целью выбора конструктивных параметров искусственного заземлителя, при которых заземляющее устройство удовлетворяет требованиям электробезопасности. В соответствии с ПУЭ [14] для электроустановок выше 1 кВ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом.

Исходные данные для расчета заземляющего устройства приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные для расчета заземляющего устройства

Наименование параметра	Значение параметра
Удельное сопротивление земли, $\rho_{\text{изм.}}$	60 Ом · м
Сопротивление заземляющего устройства, R_z	4 Ом
Длина электрода, l	5 м

Приведем результаты измерения сопротивления грунта к расчетным сезонным условиям [16] по формуле 56:

$$\rho_{\text{расч.}} = K_c \cdot K_z \cdot \rho_{\text{изм.}}; \quad (56)$$

Сезонный коэффициент - $K_c = 1,25$ [17];

Коэффициент учитывающий состояние земли - $K_z = 0,92$ [17].

Определим расчётное эквивалентное удельное сопротивление, соответствующее наиболее неблагоприятному состоянию грунта - $\rho_{\text{расч.}}$, по формуле 56:

$$\rho_{\text{расч.}} = 1,25 \cdot 0,92 \cdot 60 = 69 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление одного из стержней в заземлителе из ряда стержней в следствии их взаимного влияния определяется по формуле 57:

$$r_B = \frac{\rho_{\text{расч.}}}{l \cdot \eta}; \quad (57)$$

Коэффициент использования стержней - $\eta = 0,8$ [17].

Найдем сопротивление одного стержня по формуле 57:

$$r_B = \frac{69}{5 \cdot 0,8} = 17,25 \text{ Ом}.$$

Число стержней для получения $R_3 = 4 \text{ Ом}$ определим по формуле 58:

$$n = \frac{r_B}{R_3}; \quad (58)$$
$$n = \frac{17,25}{4} = 4,31.$$

Предварительно примем количество стержней – 6 шт. В таком случае периметр зоны заземления будет равен $L = 28,4$ м.

Но пока не учитывалось сопротивление растеканию полос. Для его определения, сначала найдем сезонный коэффициент и коэффициент состояния земли для полос, а также коэффициент использования полос.

Сезонный коэффициент - $K_c = 3$ [17];

Коэффициент учитывающий состояние земли - $K_z = 0,8$ [17];

Коэффициент использования полос - $\eta = 0,62$ [17].

Определим расчетное эквивалентное удельное сопротивление по формуле 56:

$$\rho_{\text{расч.}} = 3 \cdot 0,8 \cdot 60 = 144 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Сопротивление полос с учетом их взаимного влияния определим по формуле 58:

$$r_{\text{п}} = \frac{2 \cdot \rho_{\text{расч.}}}{L \cdot \eta}; \quad (58)$$
$$r_{\text{п}} = \frac{2 \cdot 144}{28,4 \cdot 0,62} = 16,36 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление стержней определим по формуле 59:

$$r_{\text{общ}} = \frac{R_z \cdot r_{\text{п}}}{r_{\text{п}} - R_z}; \quad (59)$$
$$r_{\text{общ}} = \frac{4 \cdot 16,36}{16,36 - 4} = 5,29 \text{ Ом.}$$

Тогда уточненное число стержней найдем по формуле 60:

$$n = \frac{r_{\text{в}}}{r_{\text{общ}}}; \quad (60)$$

$$n = \frac{17,25}{5,29} = 3,26.$$

По результатам расчетов к установке следует принять 4 стержня, но в таком случае разъединитель РЛНД-10, установленный на опоре, окажется вне периметра заземления. Для того чтобы заземление разъединителя можно было подключить к контуру заземления подстанции требуется увеличить размеры этого контура путем добавления еще 2 электродов.

Таким образом к установке принимается 6 электродов.

Вывод по пункту 10: Проведен расчет заземляющего устройства. Определено количество заземляющих стержней для того, чтобы защитное заземление подстанции удовлетворяло требованиям электробезопасности.

11 Расчет токов КЗ в линиях Ф-6 и Ф-20

Проектируемая подстанция находится в зоне действия релейных защит ПС 110/35/10 кВ «Матюшкино» для линий Ф-6 и Ф-20. Следовательно необходимо провести перерасчет уставок этих защит с учетом изменений, происходящих из-за включения в схему электроснабжения еще одной подстанции.

Для расчета уставок МТО линий Ф-6 и Ф-20 необходимо знать ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме за наиболее мощным трансформатором в линии $I_{КЗ max}^{(3)}$.

Проведем его расчет для линии Ф-6. Для этого сначала представим расчетную схему (рисунок 4) и схему замещения (рисунок 5).

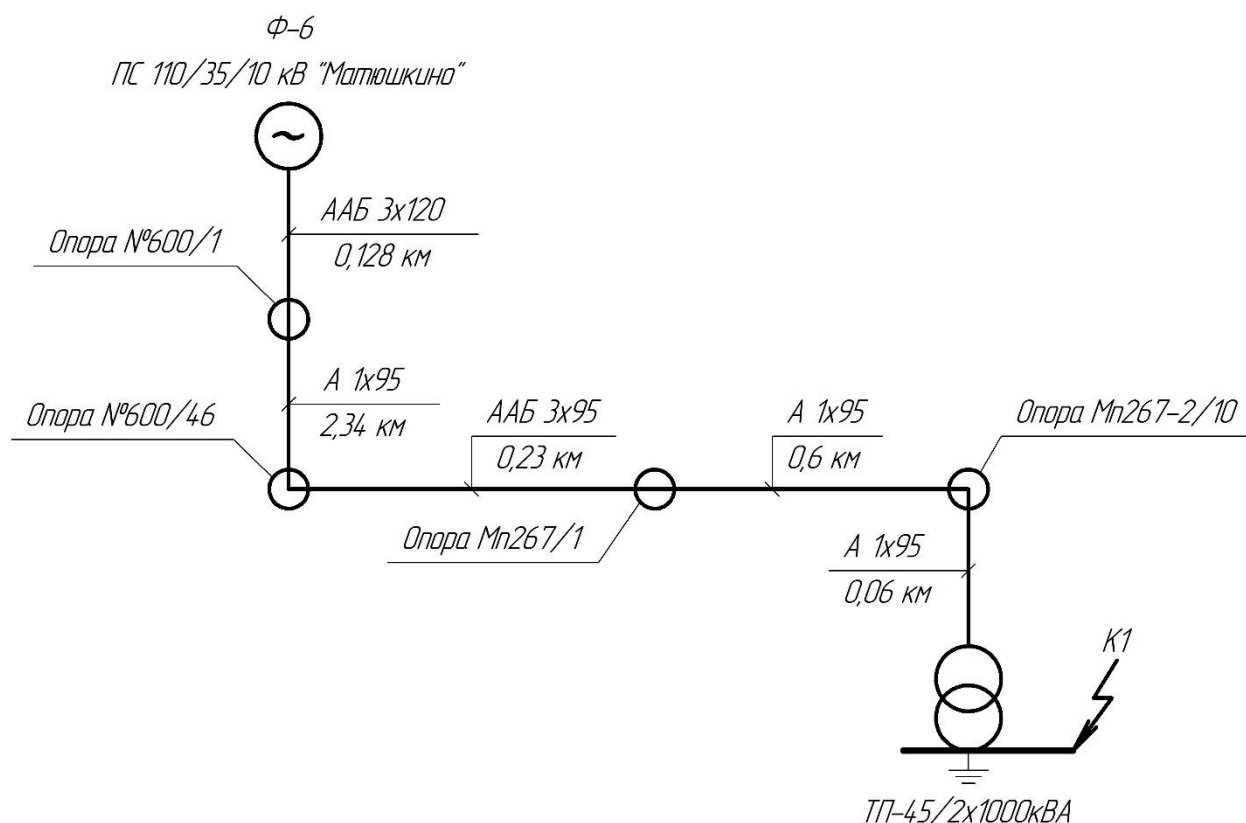


Рисунок 4 – Расчетная схема линии Ф-6 до ТП-45

Ф-6
ПС 110/35/10 кВ "Матюшкино"

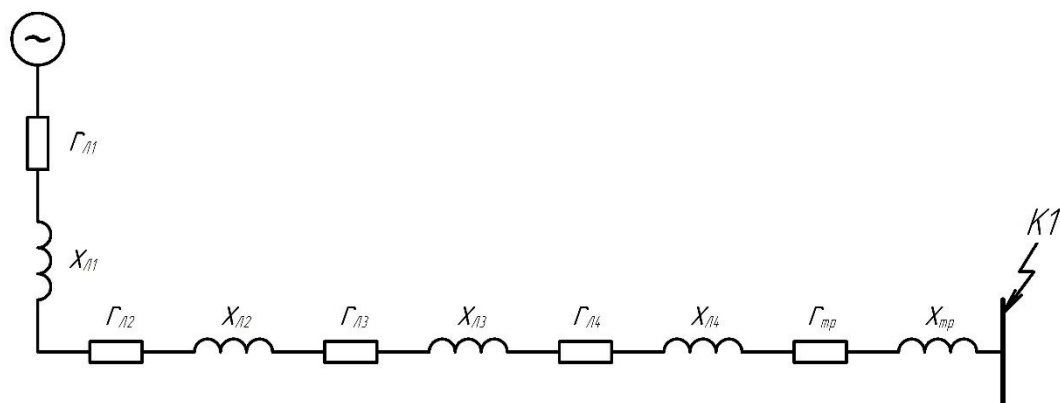


Рисунок 5 – Схема замещения линии Ф-6 до ТП-45

Все исходные данные для данного расчета, полученные от электроснабжающей организации внесем в таблицу 11.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета тока КЗ за самым мощным трансформатором в линии Ф-6

Тип	Паспортные данные			
	ПС 110/35/10кВ «Матюшкино» на шинах 10 кВ	$I_{кз\ max}, \text{кА}$		$Z_{с\ max}$
6,218		0,193 + j0,956		
Трансформатор	$S_H, \text{кВА}$	$U_H, \text{кВ}$	$u_k, \%$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$
	1000	10,5	5,5	10,8
КЛ 10 кВ ААБ 3x120	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$L_1, \text{км}$	
	0,258	0,081	0,128	
КЛ 10 кВ ААБ 3x95	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$L_3, \text{км}$	
	0,326	0,083	0,23	
ВЛ 10 кВ А 1x95	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$L_2, \text{км}$	$L_4, \text{км}$
	0,34	0,319	2,34	0,66

Определим активное и реактивное сопротивление трансформатора. Активное сопротивление найдем по формуле 61:

$$r_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_H^2}{S_H^2}; \quad (61)$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{(10,8 \cdot 10^3) \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2}{(1000 \cdot 10^3)^2} = 1,19 \text{ Ом.}$$

Для того, чтобы найти реактивное сопротивление сначала определим полное сопротивление трансформатора по формуле 62:

$$z_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{н}}}; \quad (62)$$

$$z_{\text{тр}} = \frac{5,5 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 1000 \cdot 10^3} = 6,06 \text{ Ом.}$$

Теперь по формуле 63 найдем реактивное сопротивление трансформатора:

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2}; \quad (63)$$

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{6,06^2 - 1,19^2} = 5,94 \text{ Ом.}$$

Перейдем к расчету сопротивления линий. Определим активное и реактивное сопротивление кабельной линии Л1 по формулам 64 и 65 соответственно:

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot L; \quad (64)$$

$$r_{\text{л1}} = 0,258 \cdot 0,128 = 0,033 \text{ Ом.}$$

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot L; \quad (65)$$

$$x_{\text{л1}} = 0,081 \cdot 0,128 = 0,01 \text{ Ом.}$$

Аналогичным образом проведем расчеты сопротивлений остальных линий.

Сопrotивление воздушной линии Л2:

$$r_{Л2} = 0,34 \cdot 2,34 = 0,796 \text{ Ом};$$
$$x_{Л2} = 0,319 \cdot 2,34 = 0,746 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление кабельной линии Л3:

$$r_{Л3} = 0,326 \cdot 0,23 = 0,075 \text{ Ом};$$
$$x_{Л3} = 0,083 \cdot 0,23 = 0,019 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление воздушной линии Л4:

$$r_{Л4} = 0,34 \cdot 0,66 = 0,224 \text{ Ом};$$
$$x_{Л4} = 0,319 \cdot 0,66 = 0,211 \text{ Ом}.$$

Определим суммарные значения активного и реактивного сопротивления для точки К1 по формулам 66 и 67 соответственно:

$$\sum R_{1 \max} = r_{C \max} + r_{Л1} + r_{Л2} + r_{Л3} + r_{Л4} + r_{\text{тр}}; \quad (66)$$

$$\sum R_{1 \max} = 0,193 + 0,033 + 0,796 + 0,075 + 0,224 + 1,19 = 2,51 \text{ Ом}.$$

$$\sum X_{1 \max} = x_{C \max} + x_{Л1} + x_{Л2} + x_{Л3} + x_{Л4} + x_{\text{тр}}; \quad (67)$$

$$\sum X_{1 \max} = 0,956 + 0,01 + 0,746 + 0,019 + 0,211 + 5,94 = 7,88 \text{ Ом}.$$

Теперь определим полное сопротивление в точке К1 по формуле 68:

$$Z = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}; \quad (68)$$

$$Z_{1 \max} = \sqrt{2,51^2 + 7,88^2} = 8,27 \text{ Ом.}$$

Найдем ток трехфазного КЗ в точке К1 по формуле 69:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot Z_1}; \quad (69)$$

$$I_{\text{КЗ max}}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8,27} = 0,733 \text{ кА.}$$

Теперь проведем аналогичный расчет для линии Ф-20. Для этого представим расчетную схему (рисунок 6) и схему замещения (рисунок 7).

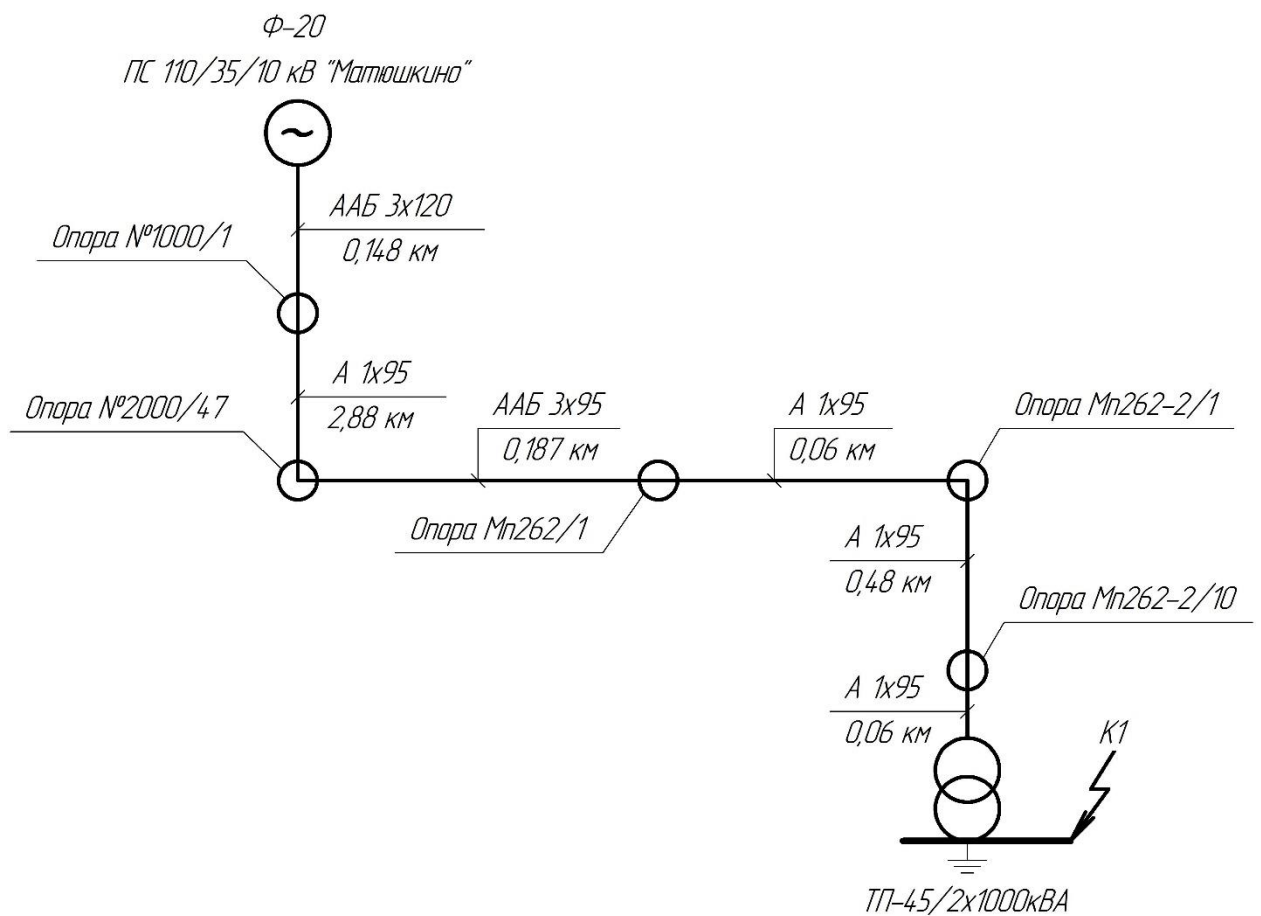


Рисунок 6 – Расчетная схема линии Ф-20 до ТП-45

Ф-20
ПС 110/35/10 кВ «Матюшкино»

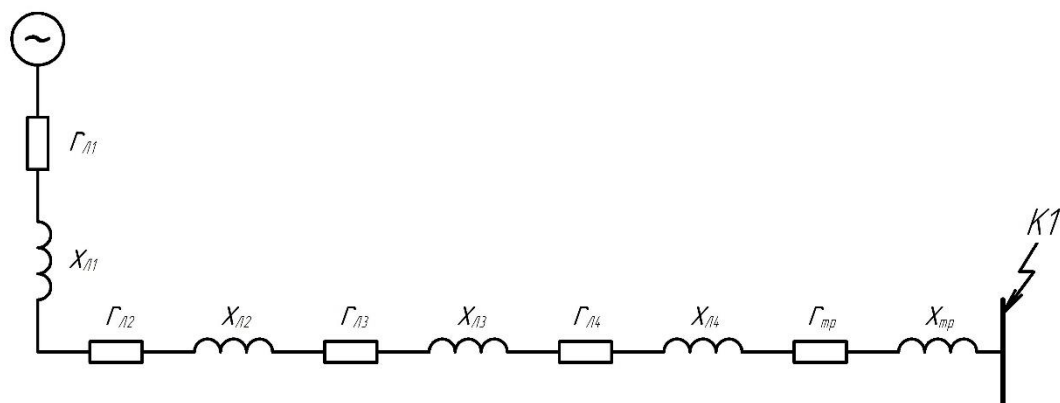


Рисунок 7 – Схема замещения линии Ф-20 до ТП-45

Все исходные данные для данного расчета, полученные от электроснабжающей организации внесем в таблицу 12.

Таблица 12 – Исходные данные для расчета тока КЗ за самым мощным трансформатором в линии Ф-20

Тип	Паспортные данные			
	ПС 110/35/10кВ «Матюшкино» на шинах 10 кВ	$I_{кз\ max}, \text{кА}$		$Z_C\ max$
6,218		0,193 + j0,956		
Трансформатор	$S_H, \text{кВА}$	$U_H, \text{кВ}$	$u_k, \%$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$
	1000	10,5	5,5	10,8
КЛ 10 кВ ААБ 3x120	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$L_1, \text{км}$	
	0,258	0,081	0,148	
КЛ 10 кВ ААБ 3x95	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$L_3, \text{км}$	
	0,326	0,083	0,187	
ВЛ 10 кВ А 1x95	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$L_2, \text{км}$	$L_4, \text{км}$
	0,34	0,319	2,88	0,6

Т.к. в данной системе электроснабжения используется петлевая схема, то трансформатор наибольшей мощности для обеих линий один. Поэтому сразу перейдем к расчету сопротивления линий.

Определим активное и реактивное сопротивление кабельной линии Л1 по формулам 64 и 65 соответственно:

$$r_{Л1} = 0,258 \cdot 0,148 = 0,038 \text{ Ом.}$$

$$x_{Л1} = 0,081 \cdot 0,148 = 0,012 \text{ Ом.}$$

Сопротивление воздушной линии Л2:

$$r_{Л2} = 0,34 \cdot 2,88 = 0,979 \text{ Ом;}$$

$$x_{Л2} = 0,319 \cdot 2,88 = 0,919 \text{ Ом.}$$

Сопротивление кабельной линии Л3:

$$r_{Л3} = 0,326 \cdot 0,187 = 0,061 \text{ Ом;}$$

$$x_{Л3} = 0,083 \cdot 0,187 = 0,016 \text{ Ом.}$$

Сопротивление воздушной линии Л4:

$$r_{Л4} = 0,34 \cdot 0,6 = 0,204 \text{ Ом;}$$

$$x_{Л4} = 0,319 \cdot 0,6 = 0,191 \text{ Ом.}$$

Определим суммарные значения активного и реактивного сопротивления для точки К1 по формулам 66 и 67 соответственно:

$$\sum R_{1 \max} = 0,193 + 0,038 + 0,979 + 0,061 + 0,204 + 1,19 = 2,665 \text{ Ом;}$$

$$\sum X_{1 \max} = 0,956 + 0,012 + 0,919 + 0,016 + 0,191 + 5,94 = 8,034 \text{ Ом.}$$

Теперь определим полное сопротивление в точке К1 по формуле 68:

$$Z_{1 \max} = \sqrt{2,665^2 + 8,034^2} = 8,46 \text{ Ом.}$$

Найдем ток трехфазного КЗ в точке К1 по формуле 69:

$$I_{\text{КЗ max}}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8,46} = 0,717 \text{ кА.}$$

Для расчета уставок МТЗ линий Ф-5 и Ф-20 необходимо знать ток двухфазного короткого замыкания в конце защищаемой линии $I_{\text{КЗ min}}^{(2)}$.

Проведем его расчет для линии Ф-6. Для этого сначала представим расчетную схему (рисунок 8) и схему замещения (рисунок 9).

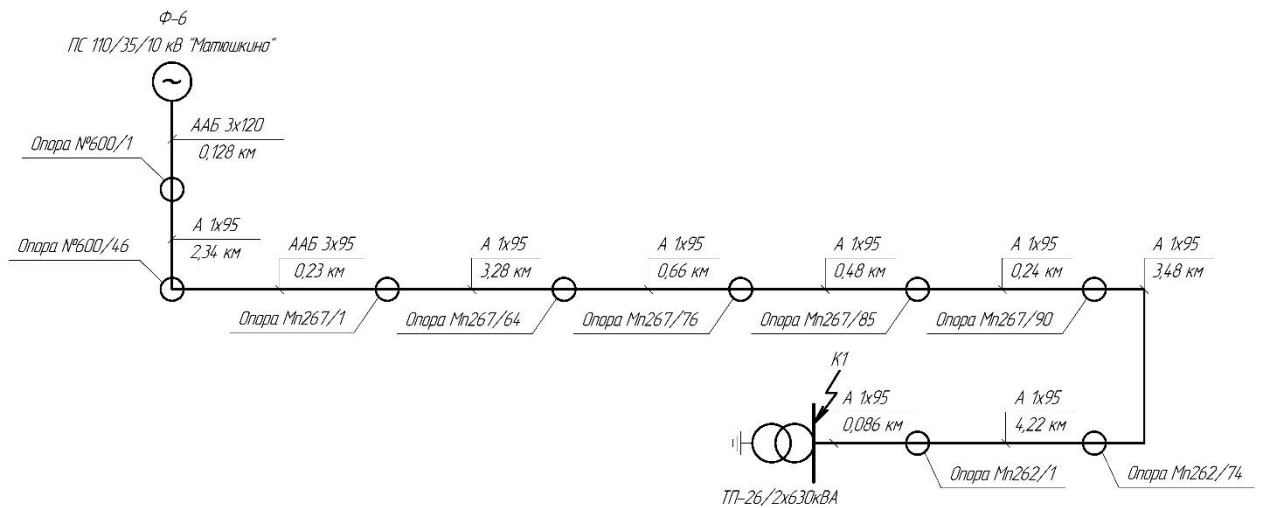


Рисунок 8 – Расчетная схема линии Ф-6 до самой удаленной точки

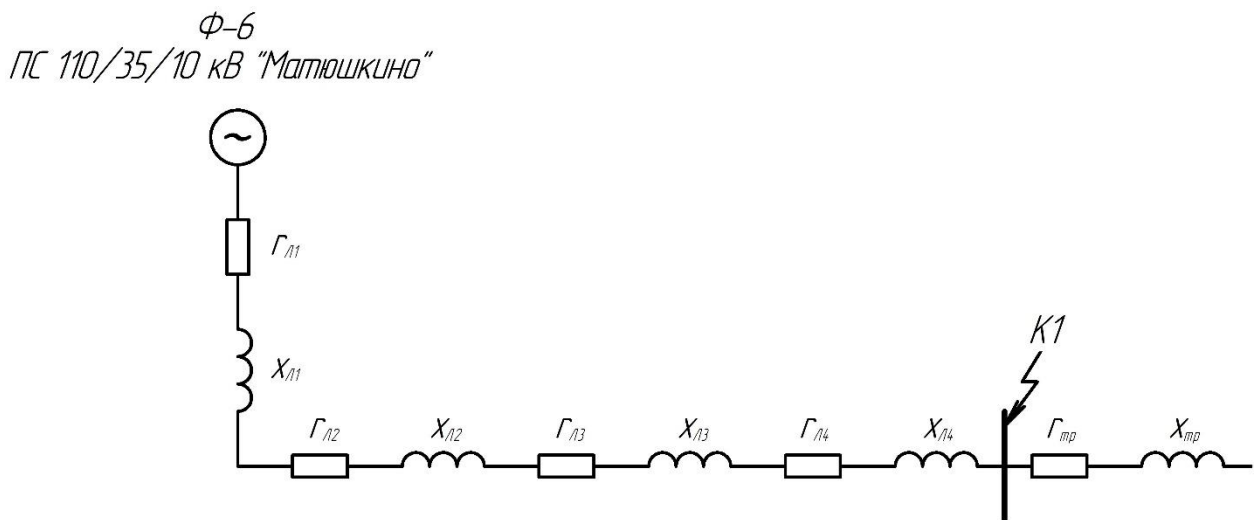


Рисунок 9 – Схема замещения линии Ф-6 до самой удаленной точки

Все исходные данные для данного расчета, полученные от электроснабжающей организации внесем в таблицу 13.

Таблица 13 – Исходные данные для расчета тока КЗ в самой удаленной точке линии Ф-6

Тип	Паспортные данные			
	ПС 110/35/10кВ «Матюшкино» на шинах 10 кВ	$I_{кз min}, \text{кА}$		$Z_{c min}$
5,660		0,196 + j1,053		
КЛ 10 кВ ААБ 3x120	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$L_1, \text{км}$	
	0,258	0,081	0,128	
КЛ 10 кВ ААБ 3x95	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$L_3, \text{км}$	
	0,326	0,083	0,23	
ВЛ 10 кВ А 1x95	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$L_2, \text{км}$	$L_4, \text{км}$
	0,34	0,319	2,34	12,45

Определим активное и реактивное сопротивление кабельной линии Л1 по формулам 64 и 65 соответственно:

$$r_{Л1} = 0,258 \cdot 0,128 = 0,033 \text{ Ом.}$$

$$x_{Л1} = 0,081 \cdot 0,128 = 0,01 \text{ Ом.}$$

Сопротивление воздушной линии Л2:

$$r_{Л2} = 0,34 \cdot 2,34 = 0,796 \text{ Ом;}$$

$$x_{Л2} = 0,319 \cdot 2,34 = 0,746 \text{ Ом.}$$

Сопротивление кабельной линии Л3:

$$r_{Л3} = 0,326 \cdot 0,23 = 0,075 \text{ Ом;}$$

$$x_{Л3} = 0,083 \cdot 0,23 = 0,019 \text{ Ом.}$$

Сопротивление воздушной линии Л4:

$$r_{Л4} = 0,34 \cdot 12,45 = 4,233 \text{ Ом};$$

$$x_{Л4} = 0,319 \cdot 12,45 = 3,972 \text{ Ом}.$$

Определим суммарные значения активного и реактивного сопротивления для точки К1 по формулам 70 и 71 соответственно:

$$\sum R_{1 \min} = r_{C \min} + r_{Л1} + r_{Л2} + r_{Л3} + r_{Л4}; \quad (70)$$

$$\sum R_{1 \max} = 0,196 + 0,033 + 0,796 + 0,075 + 4,233 = 5,33 \text{ Ом}.$$

$$\sum X_{1 \min} = x_{C \min} + x_{Л1} + x_{Л2} + x_{Л3} + x_{Л4}; \quad (71)$$

$$\sum X_{1 \max} = 1,053 + 0,01 + 0,746 + 0,019 + 3,972 = 5,8 \text{ Ом}.$$

Теперь определим полное сопротивление в точке К1 по формуле 68:

$$Z_{1 \min} = \sqrt{5,33^2 + 5,8^2} = 7,88 \text{ Ом}.$$

Найдем ток двухфазного КЗ в точке К1 по формуле 72:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_1}; \quad (72)$$

$$I_{КЗ \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8,27} = 0,635 \text{ кА}.$$

Теперь проведем аналогичный расчет для линии Ф-20. Для этого представим расчетную схему (рисунок 10) и схему замещения (рисунок 11).

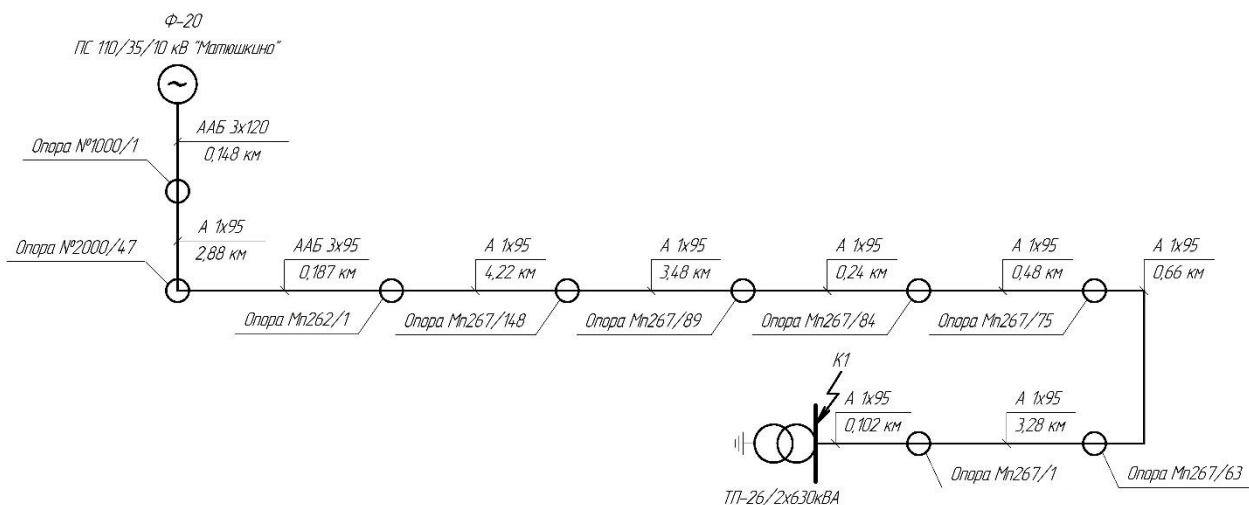


Рисунок 10 – Расчетная схема линии Ф-20 до самой удаленной точки

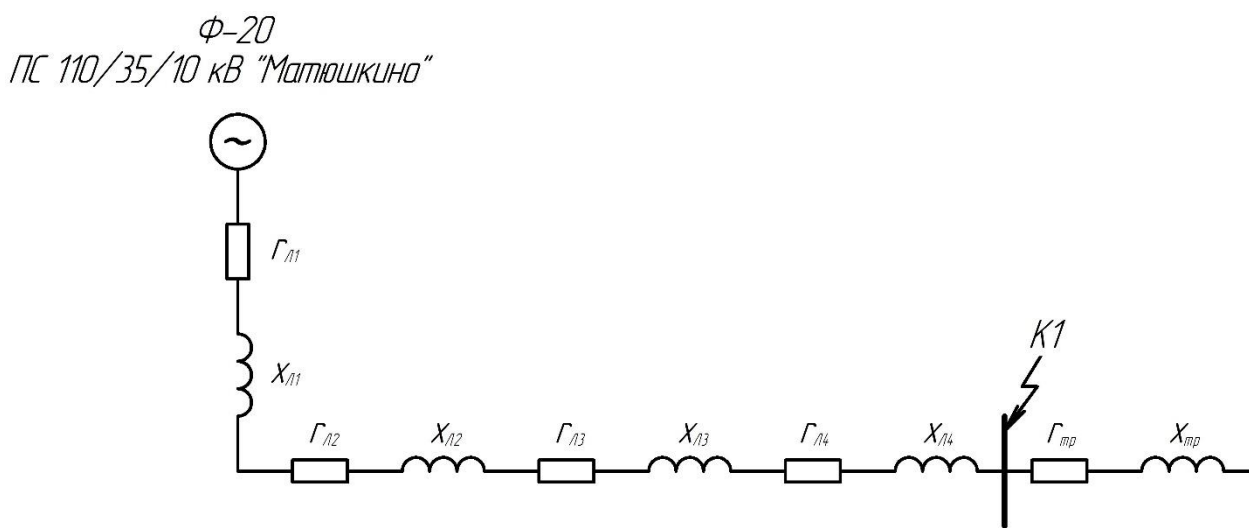


Рисунок 11 – Схема замещения линии Ф-20 до самой удаленной точки

Все исходные данные для данного расчета, полученные от электроснабжающей организации внесем в таблицу 14.

Таблица 14 – Исходные данные для расчета тока КЗ в самой удаленной точке линии Ф-20

Тип	Паспортные данные			
	ПС 110/35/10кВ «Матюшкино» на шинах 10 кВ	$I_{КЗ min}, \text{кА}$		$Z_C min$
5,660		0,196 + j1,053		
КЛ 10 кВ ААБ 3x120	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$L_1, \text{км}$	
	0,258	0,081	0,148	
КЛ 10 кВ ААБ 3x95	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$L_3, \text{км}$	
	0,326	0,083	0,187	
ВЛ 10 кВ А 1x95	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$L_2, \text{км}$	$L_4, \text{км}$
	0,34	0,319	2,88	12,46

Определим активное и реактивное сопротивление кабельной линии Л1 по формулам 64 и 65 соответственно:

$$r_{Л1} = 0,258 \cdot 0,148 = 0,038 \text{ Ом};$$

$$x_{Л1} = 0,081 \cdot 0,148 = 0,012 \text{ Ом}.$$

Сопротивление воздушной линии Л2:

$$r_{Л2} = 0,34 \cdot 2,88 = 0,979 \text{ Ом};$$

$$x_{Л2} = 0,319 \cdot 2,88 = 0,919 \text{ Ом}.$$

Сопротивление кабельной линии Л3:

$$r_{Л3} = 0,326 \cdot 0,187 = 0,061 \text{ Ом};$$

$$x_{Л3} = 0,083 \cdot 0,187 = 0,016 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление воздушной линии Л4:

$$r_{Л4} = 0,34 \cdot 12,46 = 4,236 \text{ Ом};$$

$$x_{Л4} = 0,319 \cdot 12,46 = 3,975 \text{ Ом}.$$

Определим суммарные значения активного и реактивного сопротивления для точки К1 по формулам 70 и 71 соответственно:

$$\sum R_{1 \max} = 0,196 + 0,038 + 0,979 + 0,061 + 4,236 = 5,51 \text{ Ом};$$

$$\sum X_{1 \max} = 1,053 + 0,012 + 0,919 + 0,016 + 3,975 = 5,98 \text{ Ом}.$$

Теперь определим полное сопротивление в точке К1 по формуле 68:

$$Z_{1 \min} = \sqrt{5,51^2 + 5,98^2} = 8,13 \text{ Ом}.$$

Найдем ток двухфазного КЗ в точке К1 по формуле 72:

$$I_{КЗ \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8,13} = 0,646 \text{ кА}.$$

Все данные необходимые для расчета уставок линий Ф-6 и Ф-20, как рассчитанные, так и полученные от электроснабжающей организации внесем в таблицу 15

Таблица 15 – Данные для расчета уставок линий Ф-6 и Ф-20

Тип КЗ	Значение тока КЗ	
	Линия Ф-6	Линия Ф-20
Ток трехфазного КЗ за наиболее мощным трансформатором - $I_{КЗ\ max}^{(3)}$	0,733 кА	0,717 кА
Ток двухфазного КЗ за наиболее мощным трансформатором - $I_{КЗ\ min}^{(2)}$	0,635 кА	0,646 кА
Ток двухфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Матюшкино» - $I_{КЗ\ min}^{(3)}$	5,660 кА	

Вывод по пункту 11: Определены токи короткого замыкания, необходимые для расчета уставок релейной защиты ПС «Матюшкино» для линий Ф-6 и Ф-20, в хону действия которой входит проектируемая подстанция.

12 Определение уставок релейной защиты

Релейная защита линий Ф-6 и Ф-20 представлена мгновенной токовой отсечкой (МТО) и максимальной токовой защитой (МТЗ).

Все значения токов КЗ необходимые для определения уставок релейной защиты приведены в разделе 11 (таблица 15)

Определим уставки МТО для линии Ф-6.

Для обеспечения селективности мгновенной токовой отсечки необходимо, чтобы ток срабатывания защиты $I_{с.з.}$ был больше тока короткого замыкания в самой удаленной точке защищаемой линии $I_{КЗ\ max}^{(3)}$ (формула 73)[18]. Но для линии 10 кВ с трансформаторами, защищаемыми плавкими вставками типа ПКТ-10, значение $I_{КЗ\ max}^{(3)}$ должно соответствовать току трехфазного короткого замыкания за наиболее мощным трансформатором.

$$I_{с.з.} \geq k_n \cdot I_{КЗ\ max}^{(3)}; \quad (73)$$

Коэффициент надежности при использовании реле РТ-40 - $k_n = 1,3$;

$$I_{с.з.} \geq 1,3 \cdot 733 = 952,9 \text{ А.}$$

Также необходимо проверить МТО на несрабатывание при бросках тока силовых трансформаторов. [19] Проверим надежность защиты при одновременном включении всех трансформаторов в линии (формула 74):

$$I_{с.з.} \geq k_n \cdot \sum I_{ном.тр.}; \quad (74)$$

Коэффициент надежности при использовании реле РТ-40 - $k_n = 4$;

Суммарный номинальный ток всех трансформаторов определим по формуле 75:

$$\sum I_{\text{ном.тр.}} = \frac{\sum S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}}; \quad (75)$$

Суммарная мощность всех трансформаторов в линии $\sum S_{\text{H}} = 7580$ кВА;

$$\sum I_{\text{ном.тр.}} = \frac{7580}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 416,79 \text{ А.}$$

Тогда по условию отстройки защиты от бросков тока намагничивания:

$$I_{\text{с.з.}} \geq 4 \cdot 416,79 = 1667 \text{ А.}$$

Также проверим, что защита не срабатывает при КЗ на шинах 0,4 кВ проектируемого трансформатора КТП 250 кВА по формуле 76:

$$I_{\text{с.з.}} \geq k_{\text{H}} \cdot I_{\text{КЗ max}}^{(3)}; \quad (76)$$

$$I_{\text{с.з.}} \geq 1,3 \cdot 279 = 362,7 \text{ А.}$$

Таким образом для МТО линии Ф-6 принимается:

Ток срабатывания защиты - $I_{\text{с.з.}} = 1700 \text{ А}$;

Ток срабатывания реле - $I_{\text{с.р.}} = 85 \text{ А}$;

Выдержка по времени - $t_{\text{с.р.}} = 0 \text{ с}$.

Чувствительность защиты определяется по двухфазному току КЗ в минимальном режиме (формула 77) и согласно ПУЭ [14], $k_{\text{ч}} \geq 2$.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}}; \quad (77)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5660}{1700} = 2,88.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требуемым условиям.

Аналогичным образом определим уставки МТО для линии Ф-20.

Определим необходимое значение тока срабатывания защиты $I_{\text{с.з.}}$ в соответствии с формулой 73.

$$I_{\text{с.з.}} \geq 1,3 \cdot 717 = 932,1 \text{ А.}$$

Затем проверим МТО на несрабатывание при бросках тока силовых трансформаторов (формула 74). Суммарный номинальный ток всех трансформаторов в линии Ф-20 совпадает с током линии Ф-6, т.к. используется петлевая схема электроснабжения.

Тогда по условию отстройки защиты от бросков тока намагничивания:

$$I_{\text{с.з.}} \geq 1667 \text{ А.}$$

Условия, при которых защита не работает при КЗ на шинах 0,4 кВ проектируемого трансформатора КТП 250 кВА также аналогичны рассчитанным на линии Ф-6:

$$I_{\text{с.з.}} \geq 362,7 \text{ А.}$$

Таким образом для МТО линии Ф-20 принимается:

Ток срабатывания защиты - $I_{\text{с.з.}} = 1700 \text{ А}$;

Ток срабатывания реле - $I_{\text{с.р.}} = 85 \text{ А}$;

Выдержка по времени - $t_{\text{с.р.}} = 0 \text{ с}$.

Т.к. параметры МТО линии Ф-20 совпадают с параметрами линии Ф-6 отдельная проверка на чувствительность не требуется.

Перейдем к расчету уставок МТЗ линии Ф-6.

Первое условие, по которому выбирается ток срабатывания МТЗ, это – несрабатывание защиты при сверхтоках послеаварийных перегрузок [20] (формула 78).

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб.мах}; \quad (78)$$

Коэффициент надежности при использовании цифровых реле - $k_H = 1,1$;

Коэффициент возврата при использовании цифровых реле - $k_H = 0,96$;

Коэффициент самозапуска - $k_{сзп} = 1,3$;

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,96} \cdot 200,75 = 299,03 \text{ А.}$$

Второе условие для тока срабатывания МТЗ - это согласование с защитой СМВ-10 кВ ПС Матюшкино (формула 79).

$$I_{с.з.} \leq \frac{I_{с.з. \text{ МТЗ СМВ-10}}}{k_{согл}}; \quad (79)$$

Ток срабатывания защиты СМВ-10 кВ - $I_{с.з. \text{ МТЗ СМВ-10}} = 300 \text{ А}$;

Коэффициент согласования - $k_{согл} = 1,1$;

$$I_{с.з.} \leq \frac{1465}{1,1} = 1332 \text{ А.}$$

Тогда для МТЗ линии Ф-6 принимается:

Ток срабатывания защиты - $I_{с.з.} = 300 \text{ А}$;

Ток срабатывания реле - $I_{с.р.} = 15 \text{ А}$;

Выдержка по времени - $t_{с.р.} = 0,5 \text{ с}$.

Чувствительность защиты определяется по двухфазному току КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме (формула 80) и согласно ПУЭ [14], $k_{\text{ч}} \geq 1,5$.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(2)}}{I_{с.з.}}; \quad (80)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{635}{300} = 2,12.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требуемым условиям.

Для линии Ф-20 должны быть приняты аналогичные значения уставок:

Ток срабатывания защиты - $I_{с.з.} = 300 \text{ А}$;

Ток срабатывания реле - $I_{с.р.} = 15 \text{ А}$;

Выдержка по времени - $t_{с.р.} = 0,5 \text{ с}$.

Проверим чувствительность защиты по формуле 80:

$$k_{\text{ч}} = \frac{646}{300} = 2,15.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требуемым условиям.

Внесем все определенные значения уставок релейным защитами линий Ф-6 и Ф-20 в таблицу 16 и 17 соответственно.

Таблица 16 – Рекомендуемые уставки для линии Ф-6

Наименование уставки	Параметры срабатывания	
	I, А	T, сек
МТО	1700	0
МТЗ	300	0,5
АПВ	-	5

Таблица 17 – Рекомендуемые уставки для линии Ф-20

Наименование уставки	Параметры срабатывания	
	I, А	T, сек
МТО	1700	0
МТЗ	300	0,5
АПВ	-	5

Вывод по пункту 12: Определены и проверены уставки релейных защит линий Ф-6 и Ф-20, с учетом изменений вносимых в систему электроснабжения установкой проектируемой подстанции КТП-250 кВА.

Заключение

В выпускной квалификационной работе выполнен проект отвода линии 10 кВ от существующей системы электроснабжения с установкой трансформаторной подстанции КТП-250 кВА.

На основе данных предоставленных потребителем был произведен расчет электрических нагрузок, после чего определена мощность необходимых компенсационных устройств, в качестве которых использованы конденсаторы типа КПС. Исходя полученных в итоге данных, выбрана мощность трансформатора. К установке принята комплектная трансформаторная подстанция КТП-250-10/0,4 производства самарского завода «Электрощит».

Проведен расчет коротких замыканий для последующей проверки оборудования подстанции, а именно разъединителя, установленного на опоре, выключателя нагрузки и высоковольтного предохранителя. Также проведена проверка принятого к использованию на проектируемой линии провода марки СИП-3. Проверка проведена по условию термической стойкости и по экономической плотности тока.

С целью предотвращения обслуживающего персонала электрическим током проведен расчет защитного заземления подстанции.

На окончательном этапе проектирования выполнен перерасчет уставок релейной защиты для линий Ф-6 и Ф-20 в зону действия которых входит проектируемая подстанция.

Результатом выпускной квалификационной работы является проект ЛЭП 10 кВ с установкой трансформаторной подстанции.

Список используемых источников и литературы

1. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: учеб. пособие. Томский политехнический ун-т.: Томск, 2005. 168 с.
2. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения: учебно-методическое пособие. Издательство ТГУ: Тольятти, 2015. 46 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебно-методическое пособие. Издательство ТГУ: Тольятти, 2016. 78 с.
4. СТО 56947007-29.180.02.140-2012 Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС. ОАО ФСК ЕЭС, 2012. 16 с.
5. Комплектная трансформаторная подстанция. Электроцит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnie-transformatornie-podstancii/ktp-seshch-naruzhnoy-ustanovki-v-metallicheskoj-obolochke/> (дата обращения 15.01.2020)
6. Конденсаторы косинусные типа КПС однофазные и трехфазные. Серпуховский конденсаторный завод «КВАР». [Электронный ресурс] URL: <http://kvar.su/katalog/kondensatory-silovye/kondensatory-kosinusnye-tipa-kps-odn/> (дата обращения 15.01.2020)
7. СТО 34.01-2.2-027-2017 Сборник типовых технических решений ПАО «Россети» по линейной части. ПАО «Россети», 2017. 47 с.
8. СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ. ПАО «Россети», 2016. 343 с.
9. Krieg T., Finn J. Substaions. CIGRE Green Books, 2019. 1091 p.
10. Разъединители наружной установки 10 кВ. Электроцит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-10-kv/> (дата обращения 5.03.2020)

11. Выключатели нагрузки 10 кВ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/vna-seshch-10-kv/> (дата обращения 15.03.2020)
12. Предохранители ПКТ. ПО «Электротехник». [Электронный ресурс] URL: http://www.elektrotehnik.ru/catalog/predokhraniteli_pkt/?PAGEN_1=2 (дата обращения 15.03.2020)
13. Thomas M. Shoemaker, James E. Mack. The Lineman's and Cableman's Handbook, 13th Edition. McGraw-Hill Education, 2017. 1706 p.
14. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.
15. ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Введен 1981-07-01. М.: Стандартиформ, 2010. 89 с.
16. Gravelle J., Ramirez-Bettoni E. Substation Grounding Tutorial. Xcel Energy, 2017. 104 p.
17. РД 153-34.0-20.525-00 Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. РАО «ЕЭС России», 2000. 33 с.
18. Ungrad H., Winkler W., Wiszniewski A. Protection Techniques in Electrical Energy Systems, 1st Edition. CRC Press, 2019. 399 p.
19. Надеин Ф.Д., Петухов С.В., Радюшин В.В. Релейная защита и автоматика: учебное пособие для вузов. Издательство САФУ: Архангельск, 2015. 98 с.
20. Atwa O. Practical Power System and Protective Relays Commissioning, 1st Edition. Academic Press, 2019. 420 p.