

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)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование системы электроснабжения территории опережающего развития в
Нижегородской области

Обучающийся

М.В. Кривошеев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н, доцент, А.Н. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В выпускной квалификационной работе (ВКР) на тему «Проектирование системы электроснабжения территории опережающего развития в Нижегородской области», рассматривается возможность создания надёжной схемы электроснабжения вновь строящегося района комплексной жилой застройки.

Районом электроснабжения является незастроенная территория, расположенная на юге Нижегородской области в районе деревни Ольгино и посёлка Новинки.

Предметом исследования является электроподстанция 110/10 кВ (ПС-110/10) для электроснабжения комплексной жилой застройки на вновь застраиваемой территории опережающего развития.

Целью данной работы является выполнить расчёты ожидаемой электрической нагрузки для проверки возможности подключения комплексной жилой застройки к существующей электрической сети Нижегородской области, согласно выделенной мощности трансформаторов 2×40 МВА на питающей ПС и на основании мастер-плана застройки территории с учётом необходимых требований надёжности и энергоэффективности.

Таким образом, при выполнении выпускной квалификационной работы будут решены следующие задачи:

- проанализированы градостроительные особенности объекта электроснабжения и рассмотрены варианты его подключения к действующим источникам электроэнергии;
- собраны данные технических характеристик потребителей электроэнергии проектируемой жилой застройки;
- произведены расчёты электрических нагрузок;
- определены номинальные значений уровней напряжения сети электроснабжения;

- определены место расположения и мощности трансформаторных подстанций;
- рассчитаны режимы работы оборудования в аварийных ситуациях;
- произведён выбор трансформаторного и коммутирующего оборудования подстанций;
- определены основные параметры высоковольтных и низковольтных кабельных и воздушных линий электропередач.

В результате выполнения ВКР проведены расчёты ожидаемой нагрузки потребляемой жилой застройкой и определена пропускная способность линий электропередач, питающие данный район электроснабжения, выбрана первичная электрическая схема ПС, выбрано согласно расчётным данным коммутационное и измерительное оборудование на напряжение 110 и 10 кВ, определён тип силовых трансформаторов, и способы его защиты в аварийных режимах работы.

ВКР выполнена на 76 листах, графическая выполнена на 6 чертежах формата А1, список используемой литературы и цифровых источников включает в себя 30 наименований.

Содержание

Введение.....	5
1 Особенности и технические характеристики объекта электроснабжения.....	7
1.1 Техничко-экономические характеристики объекта электроснабжения..	7
1.2 Климатические особенности микрорайона	11
1.3 Существующая схема внешнего электроснабжения.....	12
2 Расчёт электрических нагрузок населённого пункта	14
2.1 Расчёт электрической нагрузки жилых и общественных зданий	14
2.2 Расчёт электрической нагрузки освещение проезжей части.....	16
3 Выбор напряжение питания и схемы распределительного устройства подстанции	22
4 Расчёт мощности силовых трансформаторов	25
5 Выбор площади сечения провода линии 110 кВ.....	27
6 Расчёт токов короткого замыкания	29
6.1 Расчёт токов короткого замыкания на стороне 110 кВ.....	31
6.2 Расчёт токов короткого замыкания на стороне 10 кВ.....	34
7 Выбор высоковольтного оборудования подстанции.....	36
7.1 Расчёт параметров коммутационного оборудования.....	36
7.2 Выбор разъединителей 110 кВ	40
7.3 Выбор измерительных трансформаторов тока	41
7.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	47
7.5 Расчёт мощности трансформаторов собственных нужд подстанции..	52
8 Выбор защиты силового оборудования	57
8.1 Дифференциальная защита трансформатора	57
8.2 Расчёт уставки токовой отсечки трансформатора.....	68
8.3 Расчёт уставки максимальной токовой защиты трансформатора.....	69
8.4 Расчёт защиты от перегруза трансформатора.....	70
8.5 Выбор предохранителей трансформатора собственных нужд.....	70
Заключение	72
Список используемой литературы	74

Введение

В Нижнем Новгороде, согласно постановлению Правительства Нижегородской области №1173 «О комплексном развитии незастроенной территории в районе деревни Ольгино Приокского района городского округа город Нижний Новгород», выдано разрешение на разработку проекта планировки и межевания территории, определённой под комплексное развитие, совмещающее в себе общественно-жилые пространства, многофункциональную социально-досуговую и общественно-деловую инфраструктуру для комфортного размещения около 50 тысяч жителей.

Проект комплексного развития территории (КРТ) реализует специализированный застройщик Нижегородской области «Дирекция по строительству», следует из приказа регионального Минграда от 25 мая 2023 года. Данной организацией опубликован мастер-планы застройки территории.

«В современных условиях главной задачей при проектировании современных систем электроснабжения городов является правильным определением электрических нагрузок, рациональная передача и распределение электроэнергии между потребителями, гибкое управление.

С ростом потребления электроэнергии населением городов повышается требования по надёжности и энергоэффективности к сетям электроснабжения разного уровня» [5], [10].

В развитых странах наблюдается устойчивый рост удельное потребление электроэнергии населением, данный показатель является основной и важной оценкой уровня жизни общества, который косвенным образом характеризует уровень комфортности жилищных условий и степень совершенства инфраструктуры городов и населённых пунктов [19].

Целью данной работы является выполнить расчёт электрической нагрузки для проверки возможности подключения комплексной жилой застройки к существующей электрической сети Нижегородской области, на основании мастер-плана застройки территории и выделенной мощности

трансформаторов 2×40 МВА на питающей ПС с учётом необходимых требований надёжности и энергоэффективности.

При выполнении системы электроснабжения населённого пункта необходимо соблюдать ряд требований: экономичность, надёжность, электробезопасность обслуживания, обеспечить необходимое качество электроэнергии.

«Для выполнения данной цели необходимо выполнить:

- анализ градостроительных особенностей объекта электроснабжения и вариантов его подключения к существующим источникам электроэнергии;
- анализ состава и характеристик потребителей электроэнергии в проектируемой жилой застройки;
- расчёт электрических нагрузок;
- выбор номинальных значений напряжений сети электроснабжения;
- выбор места расположения, схем и мощности трансформаторных подстанций;
- выбор трансформаторного оборудования подстанции;
- определить основные параметры высоковольтной кабельной и воздушной линии электропередачи;
- рассчитать токи короткого замыкания в различных режимах работы ПС» [17];
- выбрать коммутационное оборудование;
- определить защиту и рассчитать уставки защит силового оборудования от не нормальных режимов работы.

1 Особенности и технические характеристики объекта электроснабжения

1.1 Техничко-экономические характеристики объекта электроснабжения

Объектом электроснабжения является незастроенная территория на юге Нижегородской области, в районе деревни Ольгино и посёлка Новинки, показанная на рисунке 1.

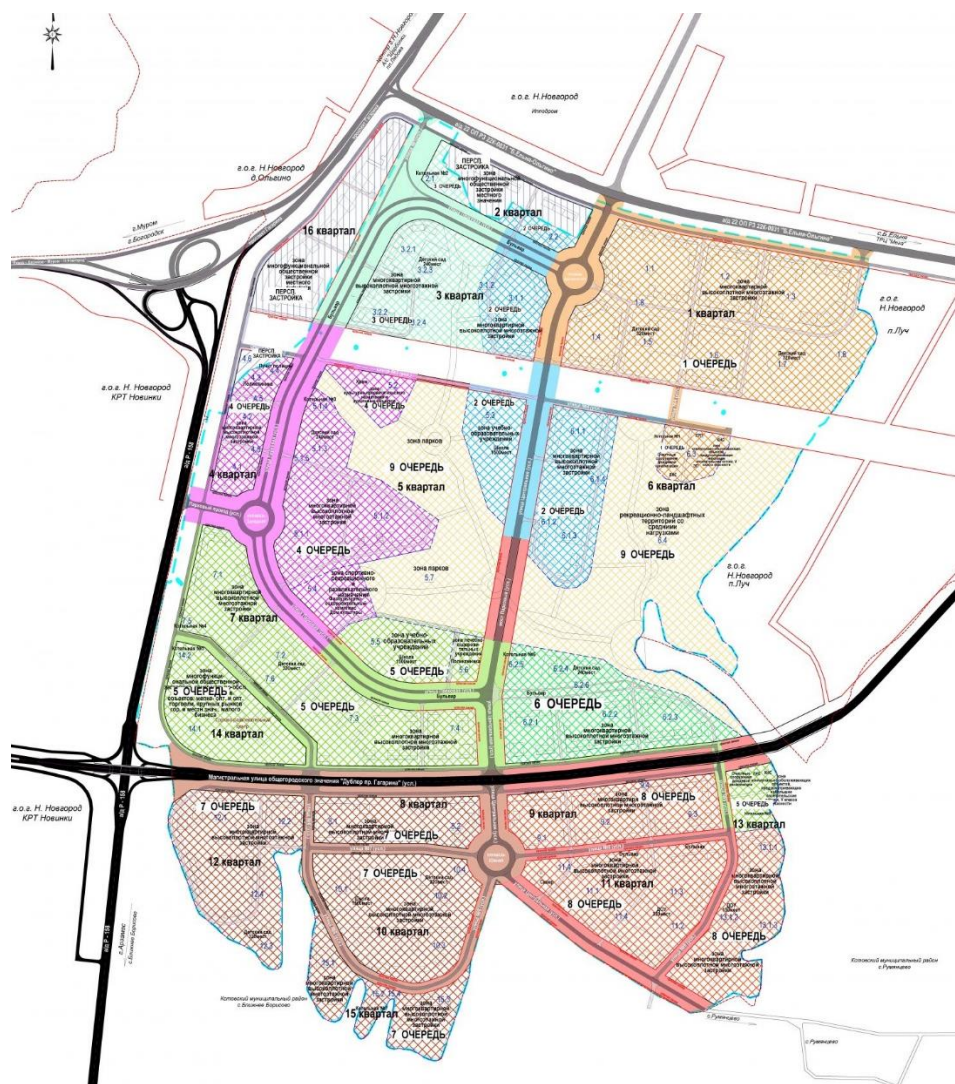


Рисунок 1 – План застройки территории

Комплексному развитию территории подлежат земли общей площадью 2835496 м².

Рассматриваемая территория граничит:

- С северо-западной стороны – индивидуальная жилая застройка деревня Ольгино, и существующая автодорога 22 РЗ 22К-0125 «Ряжск – Касимов – Муром – Н. Новгород»;
- С западной стороны – существующая автодорога 22 РЗ 22К-0031 «Б. Ельня-Ольгино»;
- С западной стороны - существующая автодорога Р-158 «Н. Новгород-Саратов»;
- С западной стороны – КРТ «Новинки»;
- С южной стороны – территория сельского поселения Ближнеборисовского сельсовета Кстовского района;
- С восточной стороны – индивидуальная жилая застройка посёлок Луч.

Развитие территории, строительство объектов капитального строительства и обеспечения жизнедеятельности граждан предусмотрено в девять очередей строительства.

Новая многоквартирная застройка высокой плотности будет разделена на 14 кварталов. Квартальная застройка формируется вдоль основных магистралей – магистральной улицы общественного значения, магистральных улиц районного значения, улиц в жилой застройке, основными проездами, формирующими территориально-планировочную структуру застройки.

Проектом предусматривается размещение новых объектов социального назначения, объектов здравоохранения, обслуживания населения (в том числе в первых этажах жилых зданий), спортивного назначения, общественно деловых центров необходимой вместимости в шаговой доступности от жилья.

Согласно плану, капитальные объекты будут выполнены от 3 до 30 этажей с степенью озеленения прилегающей территории не менее 25%.

Согласно плану, социальная инфраструктура КЗ состоит из одиннадцати детских садов на 2940 воспитанников и тремя школами на 4500 учеников, для медицинского обслуживания предназначена многофункциональное медицинское отделение на 1270 коек и районную поликлинику, способную принять в одну смену 700 человек. Также новый жилой массив оборудуют ФОКом и пожарным депо.

Категория электроприёмников по надёжности электроснабжения КРТ указаны в таблице 1 [3].

Характеристика района по максимальной плотности застройки указаны в таблице 2 [3].

Таблица 1 – Категория электроприёмников по надёжности электроснабжения

Объект электроснабжения	Категория надёжности
Многоквартирная высокоплотная многоэтажная застройка	I
Многофункциональная общественная застройка	II/I
Медицинские учреждения	I
Спортивно-рекреационно и развлекательные объекты	II/I
Учебно-образовательные учреждения	II/I
Культурно просветительские объекты	I
Коммунально-обслуживающие объекты	I
Парки	II

Таблица 2 – Характеристика района по максимальной плотности застройки

Объект застройки	Коэффициент плотности
Многоквартирная высокоплотная многоэтажная застройка	1,2
Многофункциональная общественная застройка	3,0
Медицинские учреждения	2,4
Спортивно-рекреационно и развлекательные объекты	2,4
Учебно-образовательные учреждения	2,4
Культурно просветительские объекты	2,4
Коммунально-обслуживающие объекты	1,8
Парки	0,6

Основные технико-экономические показатели КРТ указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технико-экономические показатели КРТ

Наименование характеристики	Ед. изм.	Показатель
1	2	3
Территория		
Площадь территории КРТ	м ²	2835496
Минимальный процент озеленения территории:		
- для многоквартирной высокоплотной многоэтажной застройки	%	25
- для многофункциональной общественной застройки	%	15
- для лечебно-оздоровительных учреждений (медицинских учреждений)	%	15
- для спортивно-рекреационного и развлекательного назначения	%	15
- для учебно-образовательных учреждений	%	50
- для культурно просветительского назначения и культурных объектов	%	15
- для коммунально-обслуживающего объекта	%	15
- для парков	%	80
Основные характеристики застройки		
Максимальная этажность объектов капитального строительства	этажей	30
Максимальный процент застройки территории:		
- для многоквартирной высокоплотной многоэтажной застройки	%	40
- для многофункциональной общественной застройки	%	100
- для лечебно-оздоровительных учреждений (медицинских учреждений)	%	80
- для спортивно-рекреационного и развлекательного назначения	%	80
- для учебно-образовательных учреждений	%	40
- для культурно просветительского назначения и культурных объектов	%	80
- для коммунально-обслуживающего объекта	%	60
- для парков	%	20
Максимальная общая площадь жилых помещений (квартир) и помещений общественного назначения в первых этажах	м ²	1223099
Максимальная общая площадь производственного, общественно-делового и иного назначения (выше нуля здания)	м ²	757596
Объекты социального назначения:		
- детские образовательные учреждения	количество	11 ДДУ, на 2440 мест
- общеобразовательные учреждения	количество	3 школы на 4500 мест
- поликлиника	посещений в смену	700
- физкультурно-оздоровительный комплекс	кол-во	1

Максимальная общая площадь квартир и помещений на первых этажах домов составит 1 млн 223 тысячи м² общей площади. При среднем обеспечении жилой площадью на одного человека 25 м², позволит обеспечить жилой площадью 49000 человек, что согласно классификации городов и посёлков по численности населения относится к группе городов малого типа. Под объекты производственного и общественно-делового назначения выделяется 757596 м².

Данный населённый пункт в степени участия в общественном производстве по характеру трудовой деятельности, относится к обслуживающей группе. Группа состоит из предприятий, административных и культурно-бытовых учреждений, коммунального хозяйства, обслуживающего данный населённый пункт.

1.2 Климатические особенности микрорайона

Основные климатические характеристики территории расположения комплексной жилой застройки указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Климатические показатели территории Нижнего Новгорода

Показатель	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
Абсолютный максимум, °С	5	7	17	26	32	36	38	38	31	24	15	8	38
Средний максимум, °С	−5	−4	1	11	19	22	24	22	16	8	0	−4	9
Средняя t, °С	−8	−8	−2	6	13	17	19	17	11	5	−2	−6	5
Средний минимум, °С	−11	−10	−5	2	8	12	15	13	8	2	−4	−9	1
Абсолютный минимум, °С	−41	−37	−28	−19	−6	−1	5	1	−5	−16	−30	−41	−41
Норма осадков, мм	50	40	40	40	42	73	75	68	59	67	52	59	648
Средняя влажность, %	86	81	74	64	60	69	70	74	79	82	87	86	76

Климат расположения КРТ умеренно континентальный, с холодной продолжительной зимой и тёплым, коротким летом. Среднемесячные

многолетние температуры в низинных районах изменяются от $(-11,6)^\circ\text{C}$. в январе до $(+18,4)^\circ\text{C}$ в июле, в нагорных районах от $(-12)^\circ\text{C}$ в январе до $(+18,1)^\circ\text{C}$ в июле. Среднегодовая температура – $(+4,8)^\circ\text{C}$; скорость ветра – 2,8 м/с; среднегодовая влажность воздуха – 76 %. Нижегородская область расположена на слиянии двух больших рек в болотистой местности. Поэтому здесь очень частые туманы и летом высокая влажность воздуха.

1.3 Существующая схема внешнего электроснабжения

В непосредственной близости от территории КРТ объектов отсутствуют объекты электросетевого хозяйства с возможностью подключения к сети электроснабжения.

Рядом с КРТ проходят – ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс длиной 15 км и ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино длиной 9 км, показано на рисунке 2.

Номинальные данные внешнего электроснабжения и ближайших ПС с существующей возможностью подключения:

ПС-220/110 Нагорная является транзитной ПС с автотрансформаторной связью между сетью 220 и 110 кВ с номинальной мощностью трансформаторов 2×125 МВА.

ПС-110 Импульс является транзитной ПС и служит для питания населённого пункта, с номинальной мощностью трансформаторов 2×20 МВА.

ПС-110 Митино является тупиковой ПС и служит для питания населённого пункта, с номинальной мощностью трансформаторов 2×20 МВА.

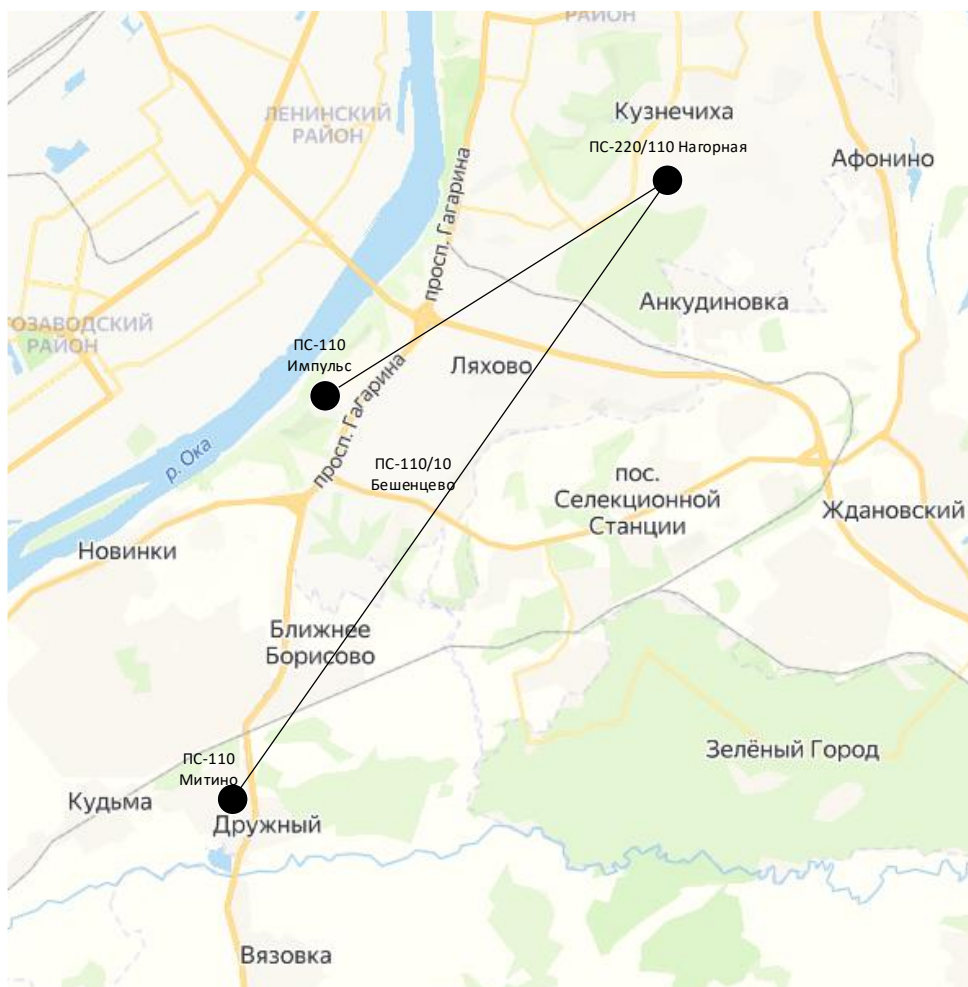


Рисунок 2 – Карта расположения ВЛ 110 кВ

Выводы к разделу 1.

Собраны сведения о расположении границ и географическое расположение территории населённого пункта. Определена общая площадь территории, а также планируемая жилая площадь квартир, объектов социального назначения, объектов здравоохранения, обслуживания населения. Установлен коэффициент плотности застройки территории. Обозначена очерёдность застройки территории и этажность зданий для каждого района застройки. Определена степень участия населённый пункта в общественном производстве по характеру трудовой деятельности [20], [24].

Произведён анализ схемы внешнего электроснабжения.

2 Расчёт электрических нагрузок населённого пункта

2.1 Расчёт электрической нагрузки жилых и общественных зданий

При расчёте электрических нагрузок на расчётный срок развития района применяем укрупнённые удельные показатели, указанные в таблице 5.

Таблица 5 – Укрупнённые показатели удельной нагрузки объектов электроснабжения в зимний период года

Наименование объекта	Показатель	$\cos\phi$	Ед. изм.	Удельная нагрузка
Максимальная общая площадь жилых помещений (квартир) и помещений общественного назначения в первых этажах, м ²	1223099	0,98	кВт/м ² общей площади	0,020
Максимальная общая площадь производственного, общественно-делового и иного назначения, м ²	757596	0,8	кВт/м ² общей площади	0,054
Детские образовательные учреждения	2940	0,98	кВт/место	0,46
Общеобразовательные учреждения	4500	0,95	кВт/1 учащегося	0,25
Поликлиника, посещений в смену	700	0,9	кВт/чел	0,46
Физкультурно-оздоровительный комплекс	1200	0,92	кВт/место	0,36

В таблице 6 согласно, учтены нагрузки насосов систем отопления, горячего водоснабжения и подкачки воды, установленных в ЦТП, или индивидуальных в каждом здании, лифтов и наружного освещения территории микрорайонов и не учтены нагрузки электроотопления, электроводонагрева и бытовых кондиционеров воздуха [6], [28].

Расчёты потребляемой мощности потребителями, рассчитываем согласно выражениям (1 – 6) и данным для расчёта электрической нагрузки указанным в таблице 6.

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{уд}} \times n, \quad (1)$$

$$Q_{\text{расч.}} = P_{\text{расч.}} \times \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

$$Q_{\text{расч.}} = \sqrt{S_{\text{расч.}}^2 - P_{\text{расч.}}^2}, \quad (3)$$

$$S_{\text{расч.}} = \frac{P_{\text{расч.}}}{\cos \varphi}, \quad (4)$$

$$S_{\text{расч.}} = \sqrt{P_{\text{расч.}}^2 + Q_{\text{расч.}}^2}, \quad (5)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{(\sqrt{(1 - \cos^2 \varphi)})}{\cos \varphi}, \quad (6)$$

где $P_{\text{расч.}}$ – расчётная мощность;

$P_{\text{уд.}}$ – откорректированные укрупнённые электрические нагрузки, кВт/м² жилых зданий;

n – количество расчётных единиц;

$Q_{\text{расч.}}$ – расчётная реактивная мощность, кВАр;

$S_{\text{расч.}}$ – полная расчётная реактивная мощность, кВА.

Все полученные значения при расчёте потребляемой электроэнергии населённым пунктом заносим в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчётные данные потребляемой мощности потребителями электроэнергии

Наименование объекта	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{\text{расч.}}$ кВт	$Q_{\text{расч.}}$ кВАр	$S_{\text{расч.}}$ кВА
Максимальная общая площадь жилых помещений (квартир) и помещений общественного назначения в первых этажах, м ²	0,20	24462	4967,2	24961,2
Максимальная общая площадь производственного, общественно-делового и иного назначения, м ²	0,75	18940	14204,9	23674,9
Детские образовательные учреждения	0,20	1352	274,6	1380
Общеобразовательные учреждения	0,33	1125	369,8	1184,2
Поликлиника, посещений. в смену	0,48	322	155,9	357,8
Физкультурно-оздоровительный комплекс	0,43	432	184,0	469,6

Для определения утреннего или дневного максимума нагрузок при расчётах нагрузки применялся коэффициенты 0,7 - для жилых зданий с электрическими плитами.

Электрическую нагрузку жилых зданий в период летнего максимума нагрузок определяем согласно данным приведённые в таблице 6 с коэффициентом 0,8 [15].

2.2 Расчёт электрической нагрузки освещение проезжей части

При выборе светильников освещения улиц и дорог, а также расчёта их количества необходимо соблюдать все необходимые требования уровня освещённости проезжих частей, согласно всем нормативным требованиям [8].

При выборе светильников применяем высокоэкономичные светодиодные светильники отечественного производства, выполненные специально для освещения проезжих частей дорог [4], [29].

Внешний вид выбранных светильников с диаграммой яркости светового потока показан на рисунке 3 – 8.



Рисунок 3 – Уличный светодиодный светильник Ферекс ДКУ 07-100-850

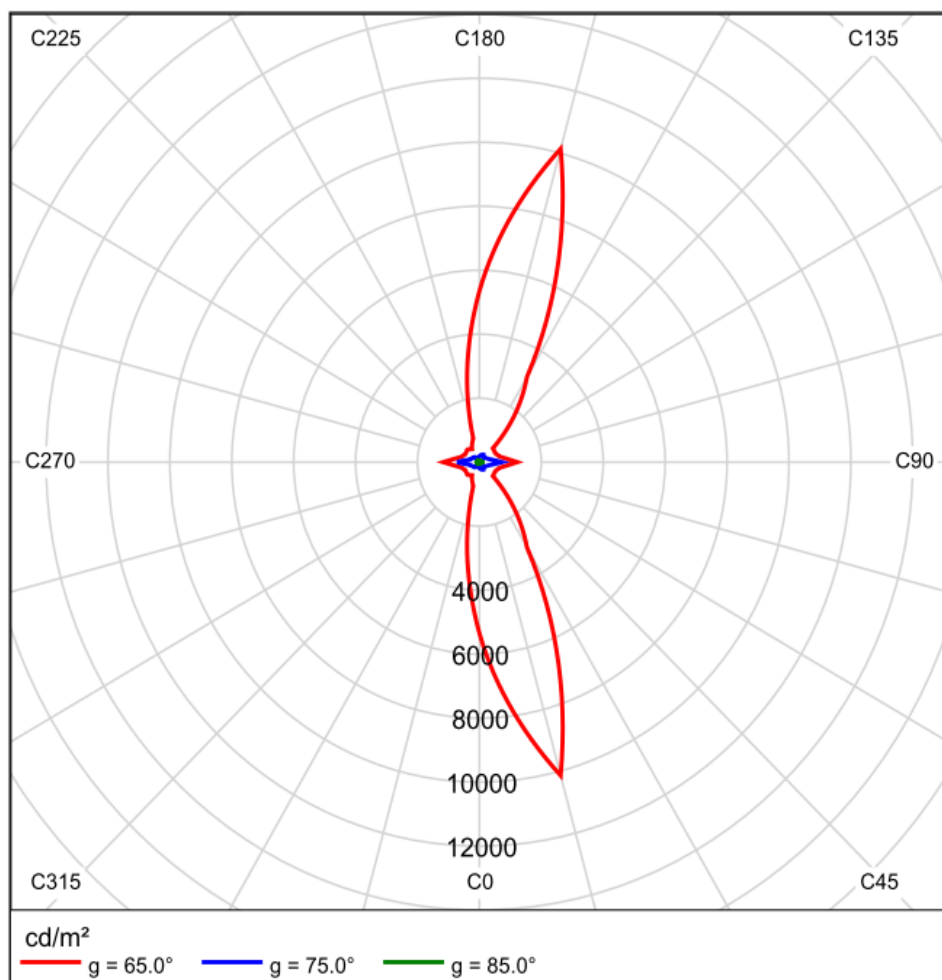


Рисунок 4 – Диаграмма яркости светового потока Ферекс ДКУ 07-100-850



Рисунок 5 – Уличный светодиодный светильник Фокус УСС 120 Магистраль

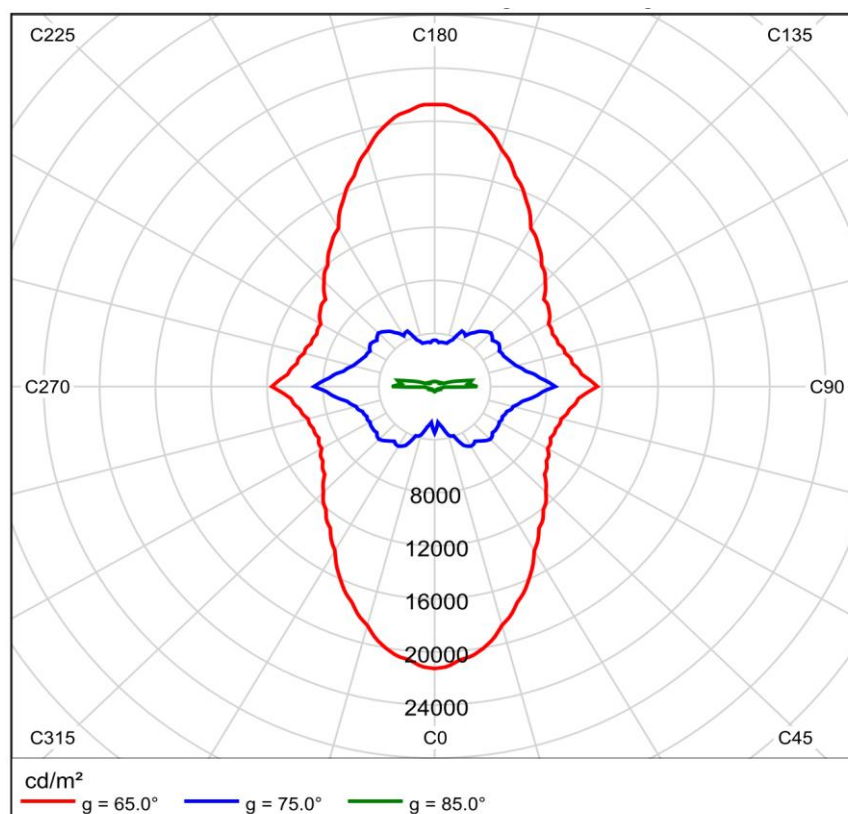


Рисунок 6 – Диаграмма яркости светового потока Фокус УСС 120
Магистраль



Рисунок 7 – Уличный светодиодный светильник Ферекс FSL 07-35-50-III2

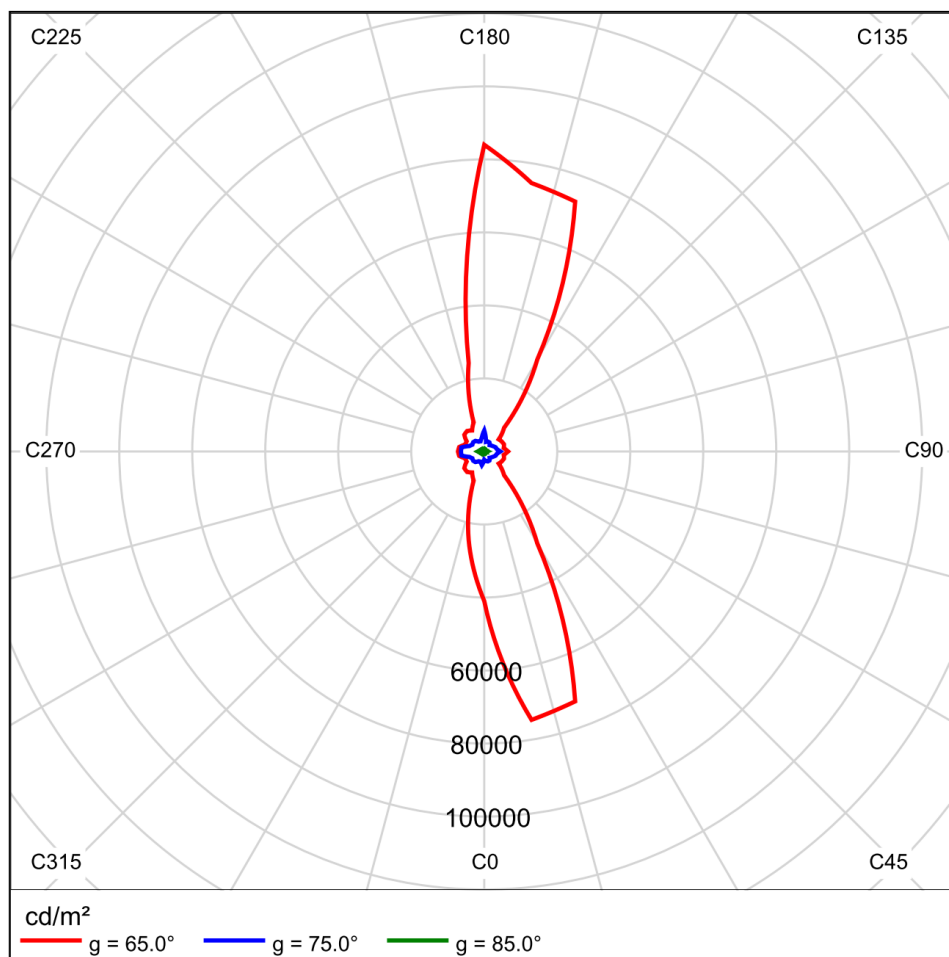


Рисунок 8 – Диаграмма яркости светового потока Ферекс FSL 07-35-50-III2

Расчёт потребляемой электроэнергии для освещения проезжей части дорог всех типов территории населённого пункта рассчитываем с помощью программного комплекса Dialux.

Справочные технические данные для выбранных светильников согласно критерием класса дорог занесены в таблицу 7, электрические данные согласно технической документации, в таблицу 8 [30].

Таблица 7 – Значения технических характеристик выбранных светильников

Класс дороги	A4	B2	B3
Тип светильника	Ферекс ДКУ 07-100-850	Фокус УСС 120 магистраль	Ферекс FSL 07-35-50-III2
Расположение светильников	Со смещением по обе стороны дороги	Со смещением по обе стороны дороги	С одной стороны дороги
Расстояние между мачтами, м	30,0	30,0	35,0
Расстояние от мачт до края проезжей части, м	1,5	1,0	0,5
Монтажная высота светильников, м	10,0	10,0	9,5
Вылет светильников над полотном, м	1,5	1,0	-0,2
Наклон консоли, °	10,0	0,0	5,0
Длина консоли, м	3,0	2,0	0,3
Расчётная мощность на километр дороги, кВт	6,6	7,92	1,0
Относительная удельная мощность, мВт/м ² лк	13,0	32,0	19,0
Класс силы света	G3	G5	G4
Класс индекса ослепления	D.4	D.5	D.6

Таблица 8 – Расчётные данные для определения потребляемой мощности наружным освещением района

Наименование объекта	Протяжённость, км	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	Ед.	$P_{\text{уд. кВт}}$
Освещение дорог класса А4	12	0,9	0,48	кВт/км	6,6
Освещение дорог класса Б2	15	0,9	0,48	кВт/км	7,92
Освещение дорог класса В3	6	0,9	0,48	кВт/км	1

Согласно выражениям (1 – 6) произведены расчёты потребляемой мощности на уличное освещение и полученные результаты занесены в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчётные значения потребляемой мощности наружным освещением района

Наименование объекта	$P_{\text{расч. кВт}}$	$Q_{\text{расч. кВАР}}$	$S_{\text{расч. кВА}}$
Освещение дорог класса А4, км	79	38,4	88
Освещение дорог класса Б2, км	119	57,5	132
Освещение дорог класса В3, км	6	2,9	6,7
Суммарная мощность	204	98,8	226,7

Выводы по разделу 2.

Выполнены расчёты потребляемой мощности потребителями жилых и общественных зданий на основании укрупнённых удельных показателей электрических нагрузок на расчётный срок концепции развития района.

Выбраны светильники для освещения проезжей части согласно уровню освещённости для каждого класса дороги и определено их количество нормативным требованиям. Также рассчитана потребляемая мощность на освещение проезжей части застраиваемой территории.

3 Выбор напряжение питания и схемы распределительного устройства подстанции

Уровень напряжение питания внутригородских ТП выбираем 10 кВ. Данный уровень напряжения является основным на ближайший перспективный период для вновь сооружаемых и реконструируемых систем электроснабжения современных населённых пунктов.

«Выбор места расположения ТП производим с учётом, минимизации потерь напряжения в линиях 10 кВ и условий застройки территории. Также следует стремиться к расположению вблизи границы питаемого им участка сети, углубляясь в район обслуживания на 10 – 15 % его протяжённости, с целью уменьшения обратных потоков энергии в линиях распределительной сети 10 кВ и лишнего расхода проводникового металла» [17].

Согласно расчётным потребляемым нагрузкам застраиваемой территории, ближайших подстанций – ПС-110/10 Импульс и ПС-110/35 Митино не располагают необходимой мощностью для электроснабжения района проектирования.

В связи с этим рассматриваем возможность подключения ПС питающий данный район отпаячными линиями от ВЛ 110 кВ Нагорная-Митино и ВЛ 110 кВ Нагорная-Импульс запитанные от ПС 220/110/10 Нагорная и подключённые к разным СШ-110, что являются взаимно резервируемым линиями и обеспечат надёжность электроснабжения района.

Местом расположения ПС выбираем согласно очереди застройки территории и плотности застраиваемой территории. Наиболее оптимальным вариантом расположения ПС является западная часть города за автомагистралью вблизи территории с наиболее плотным коэффициентом застройки согласно таблице.

Но на данной территории согласно плану, расположены здания жилой застройки, что препятствует установки ПС. В данном случае для дальнейших расчётов выбираем восточную часть города на территории 9 очереди

застройки в зоне рекреационно-ландшафтной территории, между 1 и 2 очередью застройки. Так же с данного место на одинаковом расстоянии находятся зоны с высоким коэффициентом застройки.

Схему подключения ПС выбираем 110-5Н «Мостик», так как ПС является с двусторонним питанием и при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ или ремонта на одной из питающей линии. Схема 110-5Н «Мостик» показана на рисунке 9 [11].

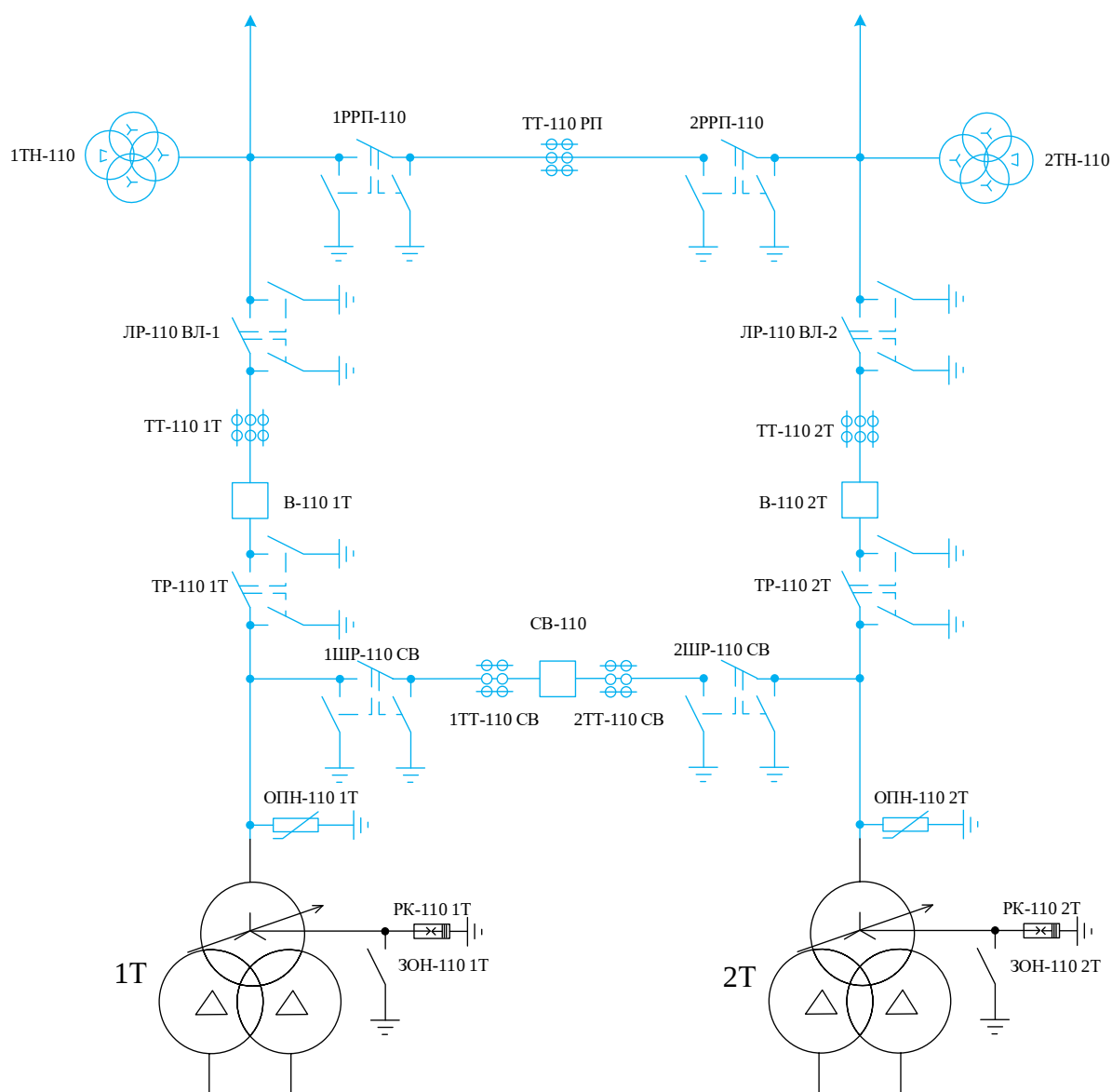


Рисунок 9 – Схема 110-5Н «Мостик»

Распределительные устройства 10 кВ принимаем с четырёх секционированной системой шин, трансформаторы работают отдельно. Резервирование блоков осуществляется путём устройства АВР на секционном выключателе РУ 10 кВ.

Так как место расположения трансформаторной ПС выбрано внутри на территории населённого пункта тип РУ-110/10 кВ планируется выполнить закрытого типа [2].

Для данных целей выбираем для установки закрытую подстанцию типа ЗРУ-СЭЩ 110/10 кВ российского производства. ПС данного типа предназначена для использования в условиях плотной городской застройки.

Тип основного высоковольтного оборудования с возможностью компоновки ЗРУ СЭЩ «Самара» 110 кВ указаны в таблице 10.

Таблица 10 – Технические данные РУ 110 кВ

Выключатель	ВГТ-110
Разъединитель	РН-СЭЩ 110
Трансформатор напряжения	НКФ-110
Трансформатор тока	ТФЗМ-110
Вакуумный выключатель	ВВУ-СЭЩ-10

Выводы по разделу 3

Выбран класс напряжения питания КРТ на ближайший перспективный период.

Определена схема электроснабжения территории и определено место расположения ПС. Также выбран тип ПС, её схема и используемое силовое оборудование.

4 Расчёт мощности силовых трансформаторов

«Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учётом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме.

В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах 70% на время максимума.

Рассчитываем мощность ТП для питания потребителей электроснабжения. Так как основной нагрузкой района электроснабжения являются потребители I и II категории на ПС планируем установить два силовых трансформатора.

Расчётную мощность трансформаторов рассчитываем по выражению (7):

$$S_{\text{ном.Тр}} \geq \frac{\sum S_{\text{расч.}}}{N \times k_3}, \quad (7)$$
$$S_{\text{ном.Тр}} = \frac{52254,3}{2 \times 0,7} = 37324,5 \text{ кВА.}$$

где k_3 – номинальный коэффициент загрузки трансформатора. В номинальном режиме работы k_3 составляет в среднем 0,7;

$S_{\text{ном.Тр}}$ – наибольшая стандартная мощность силового трансформатора, согласно справочной литературе, кВА;

N – количество трансформаторов в ТП» [12].

Для электроснабжения района определяем два силовых трансформатора с типовой мощностью 40 МВА. Номинальные данные силового трансформатора указаны в таблице 11. Выбранные трансформаторы имеют встроенное устройство для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН),

которое обеспечивает регулирование напряжения в пределах $\pm 16\%$ ($\pm 9 \cdot 1,78\%$) [21].

Таблица 11 – Номинальные данные трансформатора типа ТРДН-40000/110/10/10-76У1

$S_{\text{ном}},$ кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_{\text{кз}},$ %	$I_{\text{хх}}, \%$
	ВН	НН	$\Delta P_{\text{хх}}$	$\Delta P_{\text{кз}}$		
40000	110	10,5	34	170	10,5	0,55

«Рассчитываем коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме (аварийное отключении одного из двух трансформаторов и работе АВР на стороне 0,4 кВ) по выражению (8):

$$k_{\text{з.ПА}} = \frac{S_{\text{расч.ТП}}}{S_{\text{ном.Тр}} \times (N_{\text{Тр}} - 1)}, \quad (8)$$

$$k_{\text{з.ПА}} = \frac{52254,3}{40000 \times (2 - 1)} = 1,3.$$

где $k_{\text{з.ПА}}$ – допустимый коэффициент перегруза трансформатора в послеаварийном режиме, который не должен превышать 1,4.

Выбранные трансформаторы с мощностью 40 МВА удовлетворяют всем требованиям в нормальном и послеаварийном режиме работы.

Выводы по разделу 4

На основании произведённых расчётов потребляемой мощности КРТ с учётом коэффициент загрузки силовых трансформаторов в аварийном и ремонтном режиме работы, с учётом категории электроприёмников по надёжности электроснабжения, определена необходимая номинальная мощность трансформаторов и их количество» [12].

5 Выбор площади сечения провода линии 110 кВ

Так как ТП находится в населённом пункте подключение к сети 110 кВ планируется выполнить кабельной линией (КЛ).

Площадь сечения жилы кабельной линии рассчитываем для ремонтного режима работы ПС – одна КВЛ-110 в ремонте, и 140 % загрузке ПС по выражению:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{расч.ТП}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}},$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{60000}{\sqrt{3} \times 115} = 400 \text{ А},$$

где $I_{\text{раб.}}$ – номинальный рабочий ток;

$U_{\text{ВН}}$ – номинальное рабочее напряжение ПС по стороне 110 кВ.

По справочнику выбираю кабель с изоляцией из шитого полиэтилена и алюминиевой жилой марки АПвПУ2г 1×300/120-64/110АС-300/48. Внешний вид кабеля показан на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид кабеля АПвПУ2г 1×300/120-64/110АС-300/48

Технические характеристики кабеля указаны в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики АПвПУ2г 1×300/120-64/110АС-300/48

Номинальное сечение жилы, мм ²	Способ прокладки	I _{ном} , А	Ёмкость 1 км кабеля, мкФ	R _{уд} , Ом/км	Индуктивность 1 км кабеля, мГн
300	в земле	432	0,158	0,148	0,61

Данный кабель применяется для стационарной прокладки в земле независимо от степени коррозионной активности грунтов. Кабель герметизирован от проникновения влаги, что позволяет эксплуатировать в грунтах с повышенной влажностью [1].

Выводы по разделу 5

В данном разделе определён тип кабельной линии и на основании прогнозируемого тока нагрузки в аварийном или ремонтном режиме питания подстанции выбрано сечение жилы кабельной линии согласно условия и месту прокладки линии с напряжением 110 кВ.

6 Расчёт токов короткого замыкания

«Для снижения ущерба высоковольтному оборудованию от токов короткого замыкания (КЗ), протекающего по элементам электрической цепи с рабочим напряжением 110 и 10 кВ, а также для минимизации времени восстановления послеаварийной схемы электроснабжения района электроснабжения, необходимо рассчитать уровни токов КЗ, и согласно расчётным данным выполненных расчётов, выбрать необходимое коммутационное оборудование и определить уставки релейной защиты силового оборудования согласно режиму работы ПС.

При расчёте токов КЗ, местом расположения КЗ на схеме выбираем при наиболее неблагоприятных условиях работы режима ПС.

Для выбора коммутационной аппаратуры (КА) на термическую и динамическую стойкость необходимо, чтобы в ветви с КЗ протекали максимально возможный ток» [18].

Схема для расчёта тока КЗ с нанесением точек расположения КЗ показана на рисунке 11.

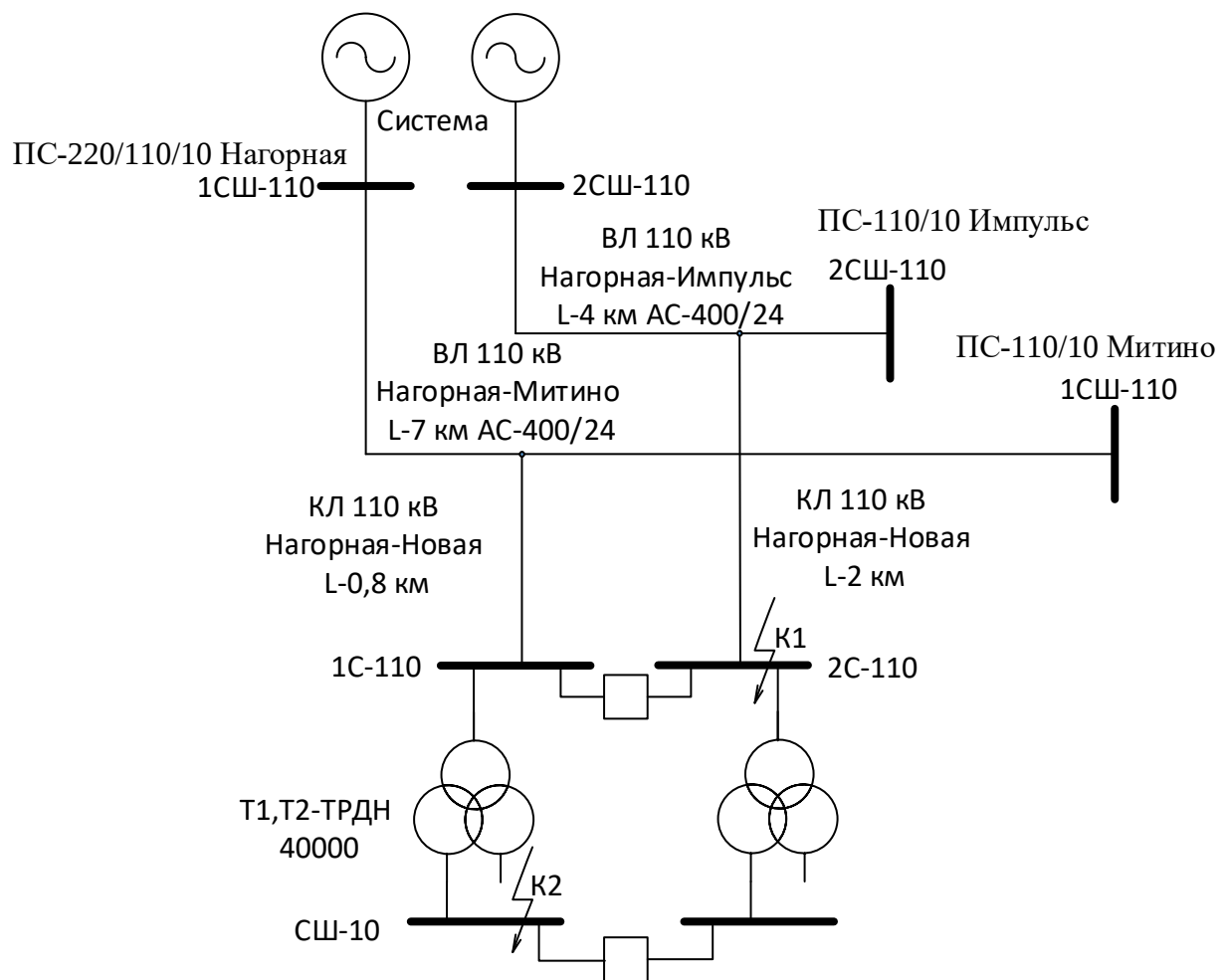


Рисунок 11 – Расчётная схема для определения токов КЗ

«Для расчета токов КЗ составляем схему замещения расчётной схемы, в которой все элементы сети электроснабжения, электрические и магнитные связи представляем сопротивлениями. В качестве источника питания является ПС 220/110 Нагорная, которую вводим в схему замещения соответствующим ЭДС, а пассивные элементы, по которым проходит ток КЗ, индуктивными и активными сопротивлениями» [16].

Схема замещения для расчёта токов КЗ показана на рисунке 12.

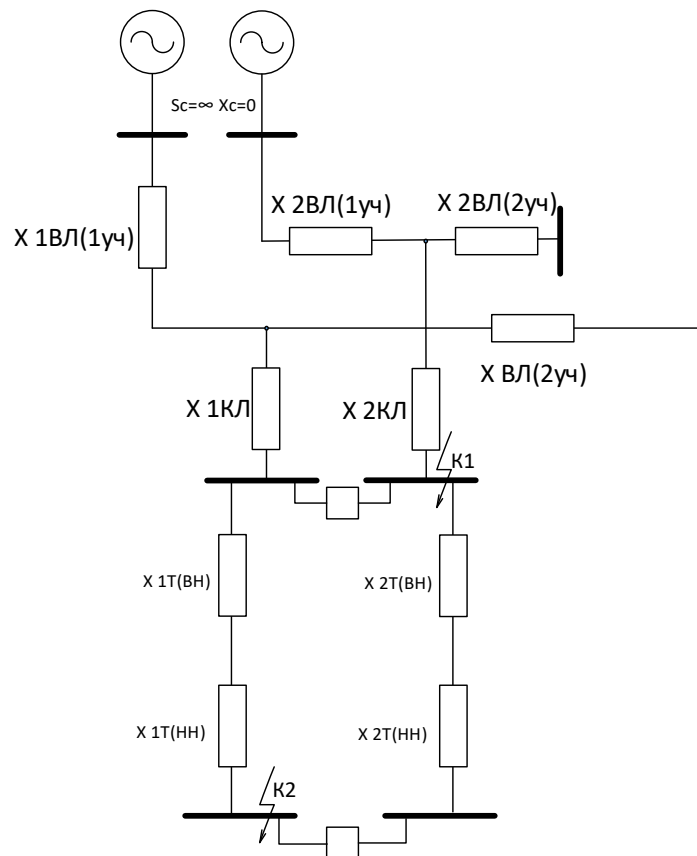


Рисунок 12 – Расчётная схема замещения для нахождения токов КЗ

При расчёте тока КЗ в качестве источника питания принимаем ПС-220/110 Нагорная питающую ПС 110/10 по ВЛ 110 кВ Нагорная-Импульс и ВЛ 110 кВ Нагорная-Митино, с кабельными вставками до расчётной ПС согласно рисунку.

Все расчётные значения заносим в таблицу 15.

6.1 Расчёт токов короткого замыкания на стороне 110 кВ

Сопротивление питающей системы рассчитываем по выражению (9):

$$Z_{\text{ЭС}} = \frac{U_{\text{макс.раб.}}}{\sqrt{3} \times I_{\text{КЗ ЭС}}}, \text{ Ом.} \quad (9)$$

$$Z_{\text{ЭС}} = \frac{115}{\sqrt{3} \times 12} = 5,5 \text{ Ом.}$$

Рассчитываем полное сопротивление ВЛ-110 и КЛ-110 по выражениям (10 – 12).

$$R_{\text{ВЛ}} = R_{\text{уд}} \times L, \text{ Ом.} \quad (10)$$

$$X_{\text{ВЛ}} = X_{\text{уд}} \times L, \text{ Ом.} \quad (11)$$

$$Z_{\text{ВЛ}} = \sqrt{X_{\text{ВЛ}}^2 + R_{\text{ВЛ}}^2}, \text{ Ом.} \quad (12)$$

где $R_{\text{ВЛ}}$ – активное сопротивление ВЛ,

$X_{\text{ВЛ}}$ – реактивное сопротивление ВЛ;

L – длина ВЛ;

$Z_{\text{ВЛ}}$ – полное сопротивление ВЛ.

Технические характеристики КВЛ 110 кВ указаны в таблице 13.

Таблица 13 – Данные КВЛ-110 для расчёта токов КЗ

Наименование ЛЭП	$L_{\text{КВЛ}}$, км	F , мм ²	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	Σ , Ом
ВЛ 110 кВ Нагорная-Митино	7	400	0,097	0,4	2,88
КЛ 110 кВ Нагорная-Новая I	0,8	300	0,148	0,61	0,50
ВЛ 110 кВ Нагорная-Импульс	4	400	0,097	0,4	1,65
КЛ 110 кВ Нагорная-Новая II	2	300	0,148	0,61	1,26

При расчёте периодической составляющей тока КЗ – активные сопротивления элементов электроэнергетической системы (в данном случае ВЛ электропередач), если результирующее эквивалентное активное сопротивление относительно точки КЗ не превышает 30% результирующего эквивалентного индуктивного сопротивления допускается не учитывать $R_{\text{ВЛ}} < 30\% X_{\text{ВЛ}}$.

Ток действующей периодической составляющей $I_{п.кз}^{(3)}$ в точке К1 определяем по выражению (13):

$$I_{п.о.к}^{(3)} = \frac{U_{ном.с}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma}}, \text{ кА.} \quad (13)$$

Ток действующего периодической составляющей 3 $I_{п.о.к}^{(2)}$ в точке К1 определяем по выражению (14):

$$I_{п.кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п.о.к}^{(3)}, \text{ кА.} \quad (14)$$

Максимальный ток периодической составляющей КЗ в точке К1 определяем по выражению (15):

$$I_{п.мах} = \sqrt{2} \times I_{п.о.к}^{(3)}, \text{ кА.} \quad (15)$$

Максимальное ударный ток КЗ $I_{уд.}$, рассчитываем согласно выражению (16, 17, 18):

$$I_{уд.к.1} = \sqrt{2} \times I_{п.о.к}^{(3)} \times K_{уд}, \text{ кА.} \quad (16)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (17)$$

где T_a – постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \times \sum r}, \quad (18)$$

где $K_{уд} = 1,92$ – средний ударный коэффициент тока КЗ.

Все полученные значения токов КЗ от различных источников питания заносим в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчётные значения токов КЗ в точке К1

Вид КЗ	КВЛ 110 кВ Нагорная-Новая I	КЛ 110 кВ Нагорная-Новая II
$I_{П.КЗ.(3)}, \text{кА}$	7,47	7,90
$I_{П.КЗ.(2)}, \text{кА}$	6,47	6,84
$I_{П.маxКЗ}, \text{кА}$	10,57	11,18
$I_{уд}, \text{кА}$	20,29	21,46

«Далее проведем расчёты токов короткого замыкания на стороне 10 кВ» [21].

6.2 Расчёт токов короткого замыкания на стороне 10 кВ

Приведем значения сопротивления трансформатора стороны 110 кВ к стороне 10 кВ, согласно условию (19):

$$Z_{КВЛ-110} - 1 = Z_{КЛ-110} + Z_{ВЛ-110} \times \left(\frac{U_{ВН.Т}}{U_{НН.Т}} \right) \left(\frac{U_{НН.Т}}{U_{ВН.Т}} \right)^2, \quad (19)$$

$$Z_{КВЛ-110} - 1 = (2,88 + 0,5) / \left(\frac{115}{10,5} \right) = 0,3 \text{ Ом},$$

$$Z_{КВЛ-110} - 2 = (1,65 + 1,26) / \left(\frac{115}{10,5} \right) = 0,26 \text{ Ом},$$

$$Z_{С-110} = 5,5 / \left(\frac{115}{10,5} \right) = 0,5 \text{ Ом},$$

$$X_T = \frac{U_{К.В.-Н} \% \times U_{НН.Т}^2}{100 \times S_{НОМ.Т}} = \frac{10,5 \times (10 \times 10^3)^2}{100 \times 40 \times 10^3} = 0,26 \text{ Ом},$$

где $U_{НН.Т} = 10,5 \text{ кВ}$ – расчётное напряжение ступени КЗ в точке К2,

$U_{К.В.-Н} \%$ – напряжение КЗ силового трансформатора,

$S_{\text{ном. Т}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Токи КЗ точке К2 рассчитываем, как (20):

$$I_{\text{п.о.К2}}^{(3)} = \frac{U_{\text{нн.Т}}}{\sqrt{3} \times X_{\Sigma_{\text{К2}}}} = \frac{U_{\text{нн.Т}}}{\sqrt{3} \times (X_{\text{с}} + X_{\text{КВЛ}} + X_{\text{Т}})}, \quad (20)$$

$$I_{\text{п.о.К2}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times (0,5 + 0,26 + 0,26)} = 5,94 \text{ кА},$$

где $X_{\Sigma_{\text{К2}}}$ – полное сопротивление КЗ.

Рассчитываем максимальный ударный ток трёхфазного КЗ в точке К2 как (21):

$$I_{\text{уд.К2}} = \sqrt{2} \times I_{\text{п.о.К.}} \times K_{\text{уд}}, \quad (21)$$

$$I_{\text{уд.К2}} = \sqrt{2} \times 5,9 \times 1,85 = 15,4 \text{ кА},$$

где $K_{\text{у}}=1,85$ – средний ударный коэффициент тока КЗ в месте РУ НН ПС с трансформаторами средней мощности.

Расчётные значения токов КЗ на стороне 10 кВ занесены в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчётные значения токов в точке К2

Вид КЗ	Шины 10 кВ
$I_{\text{п.КЗ.}}(3), \text{ кА}$	5,94
$I_{\text{п.КЗ.}}(2), \text{ кА}$	5,15
$I_{\text{п.махКЗ.}}, \text{ кА}$	8,41
$I_{\text{уд.}}, \text{ кА}$	15,55

Вывод по разделу 6.

Расчёты токов КЗ выполнены для сторон 110 кВ и 10 кВ трёхфазного, двухфазного замыкания с определением периодического тока и ударного тока КЗ.

7 Выбор высоковольтного оборудования подстанции

7.1 Расчёт параметров коммутационного оборудования

«В качестве выключателей на ПС планируется к установке на напряжение 110 кВ высоковольтные элегазовые выключатели, так как элегаз обладает высокой диэлектрической способностью и при атмосферном давлении его диэлектрическая прочность в 3 раза выше воздуха, а при давлении 0,3 МПа сравнима с прочностью трансформаторного масла» [16].

«По стороне 10 кВ планируется установить вакуумные выключатели. Вакуумные выключатели на напряжение 10 кВ безопасны для персонала при коммутации в нормальных и аварийных режимах, а также они не горят, и не опасны в отношении взрыва и пожара, что рекомендуется к установке на ПС расположенных в населённых пунктах» [7].

Выбираем выключатели 110 кВ отечественного производства типа ВГТ-110, по стороне 10 кВ вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ от производителя ЗАО Энергомаш (Екатеринбург-Уралэлектротяжмаш) [9].

Внешний вид выбранных выключателей показаны на рисунке 13 и 14.



Рисунок 13 – Внешний вид элегазового выключателя ВГТ-110/2000/25 УХЛ1



Рисунок 14 – Внешний вид вакуумного выключателя ВВУ-СЭЩ 10/2000/31 УХЛ1

При выборе выключателей на стороне 110 кВ и 10 кВ расчётными значениями для определения параметров КА примем наиболее тяжёлый режим работы ПС – ремонтный или послеаварийный режим.

Параметры выключателей выбираем согласно условиям (22 – 33) [23]: по рабочему напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (22)$$

Максимальный рабочий ток, протекающий через КА по стороне 110 кВ, в аварийном или ремонтном режиме работы ПС определяем как:

$$I_{\text{норм}} = \frac{2 \times S_{\text{ном.т.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}, \quad (23)$$

Определяем максимальный рабочий ток, протекающий по контактам выключателя по стороне 10 кВ, в аварийном или ремонтном режиме работы

ПС – при котором произошло аварийное отключение одного из трансформаторов, а оставшийся в работе с 40 % перегрузкой:

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \times I_{\text{ном.Т}}, \quad (24)$$

По длительному току:

$$I_{\text{макс.}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (25)$$

По отключающей способности проверку производим по условию: отключения периодического тока в момент времени (τ);

$$I_{\text{п.}\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (26)$$

отключения апериодического тока в момент времени (τ);

$$i_{\alpha,\tau} \leq i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2}\beta_{\text{ном}}I_{\text{откл.ном}}, \quad (27)$$

По включающей способности проверяем согласно условиям:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{п}(0)} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (29)$$

Проверяем на электродинамическую стойкость КА при прохождении предельных сквозных токов КЗ:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (30)$$

$$I_{\text{п}(0)} \leq I_{\text{дин}}, \quad (31)$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший ток электродинамической устойчивости,

$I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей.

На термическую устойчивость КА по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}, \quad (32)$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ;

$I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания тока термической стойкости.

$$B_K = I_{\text{п}(0)}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}), \quad (33)$$

Номинальные данные выключателей и полученные значения расчётных данных заносим в таблицы 16, 17.

Таблица 16 – Номинальные данные выключателей и полученные значения расчётных данных на стороне 110 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	115 кВ	126 кВ
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$, А	419 А	2000 А
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$ $i_{\alpha, \tau} \leq i_{\text{а, ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл. ном}} = \sqrt{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{\text{п}(0)} \leq I_{\text{пр,с}}$	11,18 кА 8,9 кА 17,3 кА	25 кА 22,6 кА 40 кА
$i_y \leq i_{\text{дин}}$,	21,46 кА	102 кА
$B_K = I_{\text{п}(0)}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$,	909,8 кА ² с	2883 кА ² с

Таблица 17 – Номинальные данные выключателей и полученные значения расчётных данных на стороне 10 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$,	10,5 кВ	12 кВ
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$,	1730 А	2000 А

Продолжение таблицы 17

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}$ $i_{\alpha,т} \leq i_{а,ном} = \sqrt{2}\beta_{ном}I_{откл.ном} = \sqrt{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{п,(0)} \leq I_{пр,с}$	8,41 10,04 кА 20,07 кА	31 кА 17,5 кА 31 кА
$i_y \leq i_{дин}, \text{ кА}$	15,55 кА	85 кА
$B_K = I_{п(0)}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{тер}^2 t_{тер},$	1224 кА ² с	2883 кА ² с

«Далее выполним выбор разъединителей 110 кВ» [21].

7.2 Выбор разъединителей 110 кВ

«Выбираем высоковольтные разъединители на напряжение 110 кВ также, как и выключатели отечественного производства типа РПД-110, от производителя ЗАО Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш.

Внешний вид РН-СЭЩ - 110/1600УХЛ1 показан на рисунке 15.



Рисунок 15 – Внешний вид разъединителя и заземлителя РН-СЭЩ - 110/1600УХЛ1

Так как на ПС планируется использовать систему автоматического управления КА в системе АСУТП, разъединители и заземляющие ножи выбираем с электромоторным приводом основных и заземляющих ножей, с наличием механической и электромагнитной блокировкой от самопроизвольного или ошибочного включения.

Для безопасного управления разъединителями, непосредственно по месте установки, разъединители будут оснащены выносными шкафами управления» [13].

7.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

Для измерения уровня тока по стороне 110 кВ, а также для организации логики работы защиты и автоматики, средств учёта электроэнергии будем применять измерительные многообмоточные трансформаторы тока (ТТ), встроенные в высоковольтные вводы трансформаторов и ТТ наружной установки.

В качестве ТТ наружной установки будем применять трансформаторы ТФЗМ-110, внешний вид ТТ показан на рисунке 16.

В ЗРУ СЭЩ существует возможность установить трансформаторы тока (ТТ) различного исполнения – шинные, если шинный ввод, или опорные если кабельный ввод. Так как на стороне 10 кВ выполнены кабельные вводы для установки принимаем ТТ типа ТОЛ-10-І.

Внешний вид ТТ типа ТОЛ-10-І показан на рисунке 17.



Рисунок 16 – Внешний вид ТФЗМ-110



Рисунок 17 – Внешний вид ТОЛ-10

Выбранные трансформаторы тока должны соответствовать следующим условиям согласно выражениям (34 – 38):

По напряжению сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (34)$$

По максимальному рабочему току:

$$I_{уст} \leq I_{ном}, \quad (35)$$

«Номинальный ток ТТ подбираем как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей» [26].

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (36)$$

По термической стойкости:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}, \quad (37)$$

Полученные данные на соответствие правильности выбора ТТ занесены в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчётные данные трансформаторов тока ТФЗМ-110 и ТОЛ-10

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
ТФЗМ-110		
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	115 кВ	126 кВ

Продолжение таблицы 18

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Длительный номинальный ток		
$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}, \text{ А}$	419 А	600 А
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{\text{дин}},$	21,46 кА	102 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{\text{п}(0)}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$	909,8 кА ² с	2883 кА ² с
ТОЛ-10		
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$	10,5 кВ	12 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{\max} \leq I_{\text{ном}},$	1730 А	2000 А
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{\text{дин}}, \text{ кА}$	15,55 кА	65 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{\text{п}(0)}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$	1224 кА ² с	2883 кА ² с

«Рассчитываем соответствие ТТ-110 по вторичной нагрузке:

$$Z_{2\text{нагр}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (38)$$

где $Z_{2\text{нагр}}$ – нагрузка вторичных цепей ТТ;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

При расчёте принимаем, что индуктивное сопротивление соединительных проводов незначительное, то $Z_{2\text{нагр}} = r_{2\text{нагр}}$.

Предельно допустимое сопротивление жил кабеля рассчитываем согласно выражению 39:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{S_{\text{ном}} - S_{\text{потр}}}{I_{\text{ном}}^2 - r_{\text{пер}}}, \quad (39)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток ТТ,

$r_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление соединительных контактов.

Расчетное сечение жилы провода рассчитываем согласно (40):

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{l_{\text{каб}}}{\gamma \times r_{2\text{пр.доп}}}, \quad (40)$$

где $l_{\text{каб}}$ – длина контрольного кабеля в метрах,

γ – удельная проводимость жилы контрольного кабеля, для меди = 57.

Приборы коммерческого учёта, согласно требованиям ПУЭ, подключаем к ТТ с классом точности вторичной обмотки 0,2S, технические измерительные приборов с классом точности 1, релейную защиту и автоматику с классом точности 5р и 10р.

Для коммерческого учёта планируется подключить счётчики электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 мощностью 0,3 ВА, для цепей измерения и телемеханики подключаем измерительные преобразователи типа АЕТ-311 мощностью 0,2 ВА.

Мощность, потребляемая щитовыми измерительными приборами типа ЦП120 и ЦП8506 составляет десятки мВА и в расчётах не учитываем» [27].

Сечение жилы соединительного кабеля, для наиболее загруженной фазы и длиной соединительного кабеля 55 метров рассчитываем как:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \text{ Ом},$$

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{55}{57 \times 1,138} = 1,1 \text{ мм}^2,$$

В качестве соединительных проводов, между ТТ и приборами выбираем кабель с медными жилами, сечением 2,5 мм².

«Согласна требованиям ПУЭ цепи тока для присоединения счётчиков коммерческого расчёта присоединяются ко вторичным цепям ТТ с классом точности – 0,2S, для всех технических измерительных приборов с классом точности – 1, для релейной защиты – класс точности 5р и 10р» [13].

Рассчитываем допустимое сопротивление и сечение жил контрольного кабеля для питания приборов измерения и автоматики. Для данных целей применяем кабель с медными жилами.

Потребляемая мощность цифровых измерительных приборов составляет мВА и в расчётах не учитываем.

Допустимое сопротивление контрольного кабеля рассчитываем согласно выражению (41):

$$r_{\text{пр.доп}} = \frac{S_{\text{ном.ТТ}} - S_{\text{ном.потр.}}}{I_{\text{ном.ТТ}}^2} - r_{\text{пер.}}, \quad (41)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинал. вторичный ток ТТ;

$r_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление соединительных. контактов в токовых цепях.

Площадь сечение соединительных проводов должно соответствовать условию (42):

$$S_{\text{провода}} \geq \frac{L_{\text{каб.}}}{\gamma \times r_{\text{пр.доп.}}}, \quad (42)$$

Удельная проводимость жилы контрольного кабеля с медными (Cu) жилами $\lambda_{\text{м}}/(\text{Ом} \times \text{мм}^2)$ составляет 57.

Расчётные данные для определения сечения контрольного кабеля указаны в таблице 19.

Таблица 19 – Расчётные данные сечения жилы контрольного кабеля присоединения

Наименование присоединения	Тип прибора	$S_{\text{потр.}}$ ВА	$L_{\text{каб.}}$ м	$r_{\text{пр.доп.}}$ Ом	$S_{\text{расч.}}$ мм ²	$S_{\text{принятое}}$ мм ²
T1	Счетчик СЭТ-4ТМ.03	0,3	112	1,138	1,7	2,5

Продолжение таблицы 19

Наименование присоединения	Тип прибора	$S_{\text{потр,}}$ ВА	$L_{\text{каб.,}}$ м	$r_{\text{пр.доп.,}}$ Ом	$S_{\text{расч.,}}$ мм ²	$S_{\text{принятое,}}$ мм ²
	Преобразователь измерительный АЕТ-311	0,2	118	1,142	1,8	2,5
Т2	Счетчик СЭТ-4ТМ.03	0,3	103	1,138	1,6	2,5
	Преобразователь измерительный АЕТ-311	0,2	109	1,142	1,7	2,5
ВЛ-1	Счетчик СЭТ-4ТМ.03	0,3	79	1,138	1,2	2,5
	Преобразователь измерительный АЕТ-311	0,2	70	1,142	1,1	2,5
ВЛ-2	Счетчик СЭТ-4ТМ.03	0,3	58	1,138	0,9	2,5
	Преобразователь измерительный АЕТ-311	0,2	47	1,142	0,7	2,5

Расчёты выполнялись для подключения ТТ наиболее удалённого присоединения от панели учёта 110 кВ.

7.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Для измерения уровня напряжения, а также для организации логики работы защит и автоматики, питания средств учёта измерительные трансформаторы напряжения (ТН) подключаем к сети 110 и 10 кВ.

Технические характеристики измерительных ТН по стороне 110 кВ и 10 кВ указаны в таблице 20. Внешний вид ТН-110 показан на рисунке 18, ТН-10 на рисунке 19.

Таблица 20 – Технические характеристики трансформатора напряжения НОЛ-10, НКФ-110 кВ

Тип ТН	НОЛ	НКФ-
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	126
Номинальные напряжения		
первичная обмотка, кВ	10,5/√3	
обмотка, В	100/√3	
Класс точности	0,2;1,0; 3Р	
Номинальная мощность основной вторичной обмотки ВА в классе точности:		
0,2	10	75
1,0	10	10
3Р	30	90
Схема и группа соединения обмоток	1/1/1-0-0-0	



Рисунок 18 - Внешний вид НКФ-110



Рисунок 19 - Внешний вид НОЛ-10

ТН должны соответствовать условиям (43, 44).

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (43)$$

По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (44)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность ТН;

S_{Σ} – суммарная нагрузка подключенная в схему открытого треугольника.

Расчётная нагрузка, подключенная к измерительным ТН 110 кВ и 10 кВ указаны в таблице 21 и 22.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка для расчёта ТН-10 кВ

Приборы	$S_{обм},$ ВА	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	2,0	1	0	2	2,0	-
Ваттметр	1,5	1	0	2	4,5	-
Счетчик электроэнергии	3,0	0,9	0,4	6	48,6	23,54
Частотомер	2,0	1	0	1	2	-
Измерительный преобразователь	2	1	0	6	36	-
Шкаф. защит	3,5	0,9	0,4	6	56,7	27,46
Итого					149,8	51

Таблица 22 – Вторичная нагрузка для ТН-110 кВ

Приборы	$S_{обм},$ ВА	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	2,0	1	0	1	2,0	-
Ваттметр	1,5	1	0	1	4,5	-
Счетчик электроэнергии	3,0	0,9	0,4	2	8,1	3,92
Измерительный преобразователь	2	1	0	2	6	-
Шкаф. защит	3,5	0,9	0,4	3	9,45	4,58
Итого					30,05	8,5

Рассчитываем номинальную мощность вторичной обмотки ТН-110 согласно выражению (45):

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{2,\Sigma}^2 + Q_{2,\Sigma}^2}, \quad (45)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{30,05^2 + 8,5^2} = 31,2 \text{ ВА},$$

$$S_{\Sigma} = 31,2 \text{ ВА} \leq S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА},$$

Рассчитываем номинальную мощность вторичной обмотки ТН-10 кВ согласно выражению (46):

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{2,\Sigma}^2 + Q_{2,\Sigma}^2}, \quad (46)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{149,8^2 + 51^2} = 158,2 \text{ ВА},$$

$$S_{\Sigma} = 158,2 \text{ ВА} \leq S_{\text{ном}} = 175 \text{ ВА},$$

Выполненные расчёты подтверждают правильность выбора ТН-110 и ТН-10.

«Сечение соединительных проводов в цепях ТН определяем по допустимой потере напряжения на зажимах счётчика, которое не должно превышать 0,25 % от $U_{\text{ном}}$.

Рассчитываем сечение жилы соединительного кабеля между ТН и приборами по условию (47, 48):

$$\Delta U_{\text{доп}\%} = 0,25\%, \quad (47)$$

$$\Delta U_{\text{доп В}} = U_{\text{ном}} \times \frac{\Delta U_{\text{доп}\%}}{100\%}, \quad (48)$$

$$\Delta U_{\text{доп В}} = 57,7 \times \frac{0,25}{100} = 0,14 \text{ В},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное фазное напряжение счётчика электроэнергии.

Допустимое сопротивление соединительных проводов от ТН рассчитываем, как (49):

$$R_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп В}} \times U_{\text{ном}}}{P_{\text{сч}} \times n}, \quad (49)$$

$$R_{\text{доп}} = \frac{0,14 \times 57,7}{2,7 \times 6} = 0,4 \text{ Ом},$$

где $R_{\text{дол}}$ – допустимое сопротивление соединительных проводов,

$P_{\text{сч}}$ – активная мощность счетчика электроэнергии,

n – количество счётчиков электроэнергии.

$$q_{\text{доп}} = \frac{L_{\text{пр}} \times \rho}{R_{\text{доп}}}, \quad (50)$$

$$q_{\text{доп}} = \frac{25 \times 0,0175}{0,4} = 1,09 \text{ мм}^2,$$

где $q_{\text{доп}}$ – допустимое сечение жилы соединительного провода,

$L_{\text{пр}}$ – длина соединительного провода,

ρ – удельное электрическое сопротивление меди, Ом мм²/м.

Жилы контрольного кабеля для присоединения под винт к зажимам панелей аппаратов должны иметь сечение для меди не менее 1,5 мм².

Падение напряжение в соединительном проводе рассчитываем, как (51):

$$\Delta U_{\text{пр}} = \frac{L_{\text{пр}} \times \rho \times \Sigma P_{\text{сч}}}{U_{\text{ном}} \times S_{\text{пр}}}, \quad (51)$$

$$\Delta U_{\text{пр}} = \frac{25 \times 0,0175 \times 16,2}{57,7 \times 1,5} = 0,08 \text{ В},$$

$$\Delta U_{\text{доп В}} > \Delta U_{\text{пр}},$$

Все условия выполнены, ТН и сечение соединительных проводов подходят по всем параметрам» [25].

7.5 Расчёт мощности трансформаторов собственных нужд подстанции

Для надёжного электроснабжения потребителей собственных нужд ПС (СН ПС), обеспечивающие нормальный режим работы силового оборудования

ПС, планируем установить два трансформатора собственных нужд (ТСН), запитанных от разных секций 10 кВ.

Режим питания СН ПС от двух ТСН возможен двумя способами:

- один из трансформаторов питает всю нагрузку, а второй в автоматическом резерве (АВР);
- два трансформатора в работе, с загрузкой 50...70%, с отдельно работающими секциями 0,4 кВ и введенным АВР.

Для правильного выбора трансформаторов, необходимо рассчитать нагрузку, приходящуюся на собственные нужды ПС. Для расчёта нагрузки будем использовать перечень оборудования, подключенного к шинам ТСН указанным в таблице 23 [22].

Таблица 23 – Перечень оборудования, подключенного к шинам СН ПС

Наименование нагрузки	$S_{ном},$ кВА.	K_c	$S_{рас},$ кВА
Освещения ЗРУ-110	2,7	1	2,7
Освещения ЗРУ-10	2	1	2
Аварийное освещение	1,5	1	1,5
Освещение шкафов РЗА	1	0,4	0,4
Питание устр. АСУ и пож. сигнал.	1,4	1	1,4
Питание РПН	2	0,5	1
Питание обогрева привода РПН	1,5	1	1,5
Обдув трансформаторов	5	1	5
Зарядное ус-во.	22	1	22
Обогрев ЗРУ-110	75	1	75
Обогрев ЗРУ-10	40	1	40
Система вентиляции и кондиционирования ЗРУ-110	36	0,5	18
Система вентиляции и кондиционирования ЗРУ-10	24	0,5	12
Питание двигателей заводки пружин приводов В-110	10	0,2	2
Питание приводов разъединителей 110	10	0,2	2
Всего			186

Суммарная расчётная нагрузка на ТСН согласно данным указанным в таблице 27 составляет 186 кВА рассчитанным согласно выражению (52):

$$S_{\text{расч.}} = S_{\text{ном}} \times k_c, \quad (52)$$

Определяем мощность трансформаторов собственных нужд по выражению (53):

$$S_{\text{ном.ТСН}} \leq \frac{S_{\text{расч}}}{0,7 \times n}, \quad (53)$$

$$S_{\text{ном.ТСН}} = \frac{186}{0,7 \times 2} = 132 \text{ кВА},$$

где $S_{\text{ном.ТСН}}$ номинальная мощность трансформатора СН,
 n – количество трансформаторов СН.

При выборе мощность одного ТСН учитываем, что мощность одного ТСН должна обеспечить нормальную работу потребителей всего ЗРУ-110/10 кВ с учетом допустимой перегрузки 40%, при выполнении ремонтных работ.

Ближайшая наибольшая типовая мощность трансформаторов составляет 160 кВА. Выбираем ТСН типа ТС-160/10-11УХЛ1 [14].

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме определяем, как (54):

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.ТСН}} \times n}, \quad (54)$$

$$k_3 = \frac{132}{2 \times 160} = 0,41,$$

где k_3 коэффициент загрузки ТСН.

Рассчитываем коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме по выражению (55):

$$k_3^{ав} = \frac{S_{расч.}}{S_{ном.ТСН}}, \quad (55)$$

$$k_3^{ав} = \frac{132}{160} = 0,8,$$

где $k_3^{ав}$ коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме.

При расчёте определено, что 2 ТСН мощностью 160 кВА не испытывают перегрузок.

Внешний вид трансформатора типа ТС-160/10-11УХЛ1 показан на рисунке 20, а технические характеристики указаны в таблице 28.



Рисунок 20 – Внешний вид трансформатора собственных нужд

Данные трансформаторов для питания собственных нужд ПС на основании расчётной мощности потребителей собственных нужд в

нормальном и ремонтном режиме работы ПС соответствуют паспортным данным завода изготовителя и указаны в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристики трансформатора ТС-160/10

Тип	S _{ном} , кВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		U _к %
		ВН	НН	P _{xx}	P _{кз}	
ТС-160/10	40	10,5	0,4	0,175	1	4,5

Выводы по разделу 7.

В данном разделе произведён выбор коммутационного оборудования ПС по стороне 110 и 10 кВ.

Согласно данным значениям токовых нагрузок и КЗ в ремонтном и послеаварийном режимах работы ПС, произведены расчёты на соответствие отключающей способности токов КЗ.

Также произведён выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения, применяемых для питания цепей релейной защиты и автоматики, измерения, с соответствием класса точности применяемых измерительных цепей.

Произведена проверка измерительных трансформаторов на электрическую и динамическую устойчивость для расчётного режима работы ПС.

Для ТТ произведён расчёт предельно допустимое сопротивление жил измерительного кабеля и допустимую нагрузку вторичных цепей.

Для ТН произведён расчёт сечение соединительного кабеля по условию допустимого падения напряжения.

Произведён выбор трансформаторов для питания собственных нужд ПС на основании расчётной мощности потребителей собственных нужд в нормальном и ремонтном режиме работы ПС.

8 Выбор защиты силового оборудования

8.1 Дифференциальная защита трансформатора

«Для защиты силовых трансформаторов от всех видов токов КЗ, связанные с повреждениями на высоковольтных выводах, а также от внутренних повреждений трансформатора, планируем применять дифференциальную токовую защиту (ДЗТ).

Выбираем ДЗТ типа БМРЗ, отечественного производства выполненную на микропроцессорной базе.

Зону действия ДЗТ определяем со стороны 110 кВ – от выносных ТТ-110 в сторону трансформатора включая ошиновку 110 кВ, со стороны 10 кВ – от ТТ-10 встроенные в высоковольтные вводы выключателей В-10 включая в зону защиты ошиновку 10 кВ.

Подключение токовых цепей к блоку ДЗТ выполняем по схеме «звезда», независимо от схемы соединения обмоток защищаемого трансформатора.

При организации токовых цепей за положительное направление токов принимаем направление в сторону защищаемого оборудования» [12].

Схема подключения БМРЗ по токовым цепям показана на рисунке 21.

Так как трансформатор по стороне 10 кВ подключен по схеме «треугольник», используем двухфазную схему подключения токовых цепей.

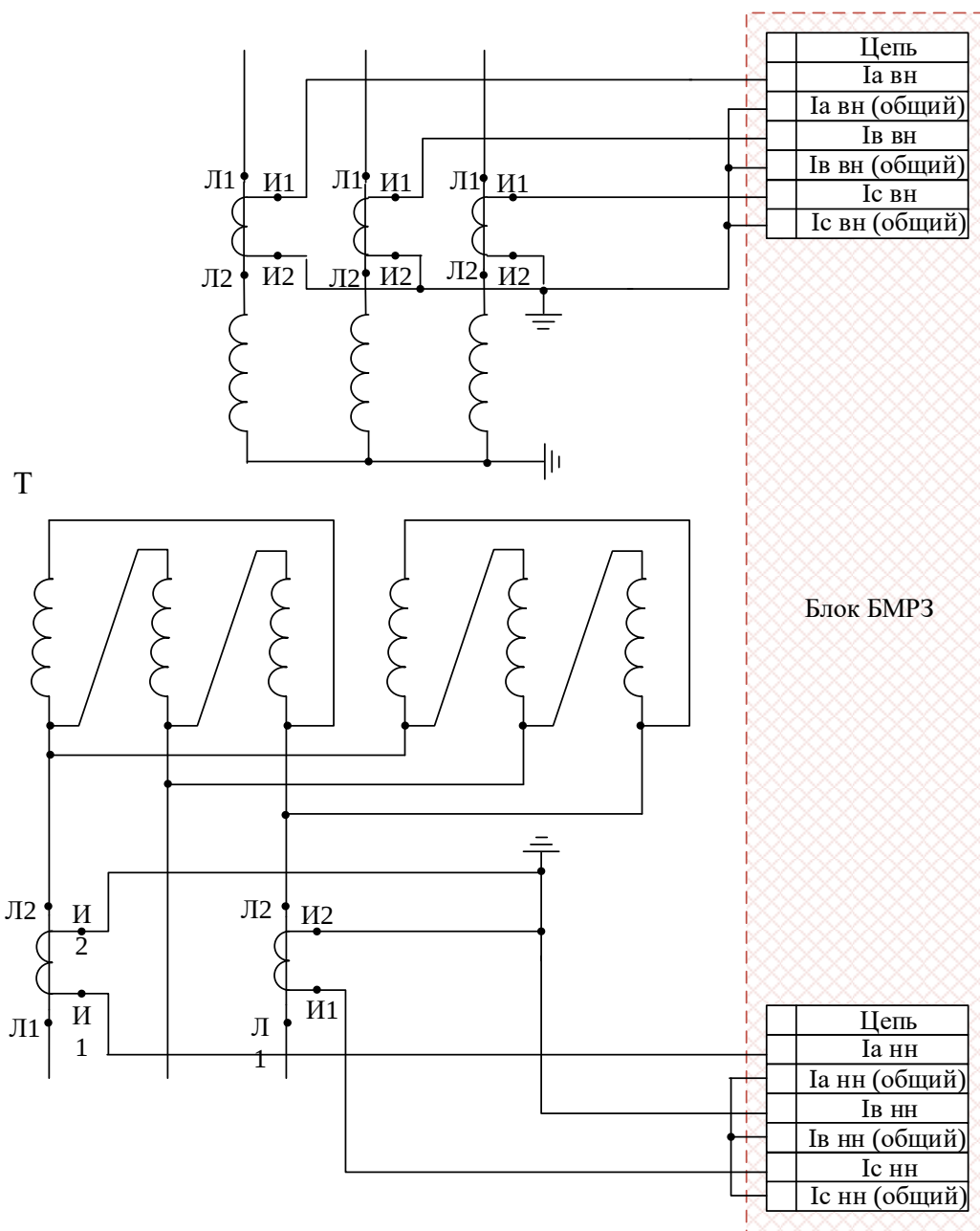


Рисунок 21 – Схема подключения вторичных цепей ТТ к блоку БМРЗ

В блоке БМРЗ, для исключения промежуточных трансформаторов тока (ПТТ), выполнен программный учёт значений коэффициента трансформации измерительных ТТ с возможностью «цифрового выравнивания».

В применяемом блоке ДЗТ выполнено два вида дифференциальной защиты:

- дифференциальная токовая отсечка (ДТО);

– дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ).

При расчётах учитываем, что значение уставки срабатывания ДТО должно находиться выше максимального значения броска тока намагничивания трансформатора, при постановке под напряжение и токов небаланса при внешнем КЗ.

Так как расчётный трансформатор выполнен с устройством РПН, все расчётные уставки защиты выполняем с учётом фактического положения РПН. Для выполнения данной возможности предназначен режим чувствительной характеристики ДЗТ, где блок ДЗТ производит расчёт фактического коэффициента трансформации и автоматически изменяет составляющую $I_{Н.Б.}$

Рассчитываем уровень напряжения, в нижнем положении переключающего устройства РПН по выражению (56):

$$U_{\text{мин}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ср.ном}}^{\text{ВН}} \times \left(1 - \frac{n-1}{2} \times \frac{\Delta U}{100} \right), \quad (56)$$
$$U_{\text{мин}}^{\text{ВН}} = 110 \left(1 - \frac{18-1}{2} \times \frac{1,78}{100} \right) = 93,4 \text{ кВ},$$

Рассчитываем уровень напряжения, в верхнем положении переключающего устройства РПН по выражению (57):

$$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ср.ном}}^{\text{ВН}} \times \left(1 + \frac{n-1}{2} \times \frac{\Delta U}{100} \right), \quad (57)$$
$$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = 110 \left(1 + \frac{18-1}{2} \times \frac{1,78}{100} \right) = 126,6 \text{ кВ},$$

Уровень напряжения в верхнем положении РПН составило выше максимально допустимого для сети 110 кВ, в связи с этим в дальнейших расчётах принимаем значение $U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = 126 \text{ кВ}$.

Рассчитываем сопротивление обмотки трансформатора в нижнем положении РПН по выражению (58):

$$X_{\text{т.мин}} = \frac{U_{\text{к.мин}}}{100} \times \frac{U_{\text{мин}}^{\text{вн}^2}}{S_{\text{ном.тр}}}, \quad (58)$$

$$X_{\text{т.мин}} = \frac{9,7}{100} \times \frac{93,4^2}{40} = 21 \text{ Ом},$$

где $X_{\text{т.мин}}$ – сопротивление трансформатора в крайнем нижнем положении РПН.

Сопротивление обмотки трансформатора в крайнем верхнем положении РПН по выражению (59):

$$X_{\text{т.макс}} = \frac{U_{\text{к.макс}}}{100} \times \frac{U_{\text{макс}}^{\text{вн}^2}}{S_{\text{ном.тр}}}, \quad (59)$$

$$X_{\text{т.макс}} = \frac{11,2}{100} \times \frac{126^2}{40} = 44 \text{ Ом},$$

где $X_{\text{т.макс}}$ – сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН.

Периодическую составляющую максимального фазного тока КЗ на стороне 10 кВ рассчитываем, как (60, 61):

$$I_{\text{к.макс.прив}}^{\text{нн}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}^{\text{вн}}}{\sqrt{3} \times (X_{\text{с.макс}} + X_{\text{т.мин}})}, \quad (60)$$

$$I_{\text{к.макс.прив}}^{\text{нн}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \times (32 + 21)} = 1021 \text{ А},$$

$$I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}} = I_{\text{к. макс. прив}}^{\text{нн}} \times \frac{U_{\text{мин}}^{\text{вн}}}{U_{\text{ср.мин}}^{\text{нн}}}, \quad (61)$$

$$I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}} = 1021 \times \frac{93,4}{10,5} = 9082 \text{ А},$$

где $I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}$ – максимальная составляющая уровня периодического фазного тока КЗ на стороне 10 кВ.

Далее базисный коэффициент, принимаем коэффициент трансформации ТТ – $K_{\text{ТТ.баз}} = 2000/5$ и рассчитываем, по условию (62):

$$K_{\text{цвп}} = \frac{K_{\text{ТТ.п}}}{K_{\text{ТТ.баз}}}, \quad (62)$$

$$K_{\text{цвп}} = \frac{2000/5}{2000/5} = 1,$$

Для присоединения с КТТ 600/5:

$$K_{\text{цвп}} = \frac{600/5}{2000/5} = 0,3,$$

где $K_{\text{ТТ.п}}$ – КТТ присоединения.

Рассчитываем пределы преобразователя тока в напряжения (ПТН) в блоке ДЗТ.

Верхний предел измерения канала ПТН $I_{\text{макс.птн}}^{\text{вн}}$, при токе в режиме КЗ защищаемой зоны должно находиться в пределах (63, 64):

– для присоединений с КТТ – 600/5:

$$I_{\text{макс.птн}}^{\text{вн}} \geq k_{\text{пер}} \frac{I_{\text{к.макс}}^{\text{вн}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{вн}}}, \quad (63)$$

$$I_{\text{макс.птн}}^{\text{вн}} = 2 \frac{2070}{120} = 34,5 \text{ А},$$

– для присоединений с КТТ – 2000/5:

$$I_{\text{макс.птн}}^{\text{нн}} \geq k_{\text{пер}} \frac{I_{\text{к.макс.}}^{\text{нн}}}{K_{\text{тт}}^{\text{нн}}}, \quad (64)$$

$$I_{\text{макс.птн}}^{\text{нн}} = 2 \frac{8330}{400} = 41,65 \text{ А},$$

где $I_{\text{макс.птн}}^{\text{вн}}$, $I_{\text{макс.птн}}^{\text{нн}}$ – максимальные значения тока измерительного канала по стороне ВН и НН;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент переходного режима, с $K_{\text{тт}} = 600/5$ составляет 2
равный $I_{\text{макс.птн}} = 260 \text{ А}$ и $K_{\text{тт}} = 2000/5 = 1$ с $I_{\text{ном птн}} = 130 \text{ А}$.

Проверяем правильность определения диапазона измерительного канала ДЗТ при номинальном токе защищаемого трансформатора со стороны 110 кВ:

$$I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \times 110} = 210 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном птн}} \leq 6 \times \frac{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}}}{K_{\text{тт}}^{\text{вн}}} = 2,5 \leq 6 \frac{210}{120} = 10,5,$$

При номинальном токе трансформатора со стороны 10 кВ:

$$I_{\text{ном.тр}}^{\text{нн}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном.тр}}^{\text{нн}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \times 10} = 2309 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном птн}} \leq 6 \times \frac{I_{\text{ном.тр}}^{\text{нн}}}{K_{\text{тт}}^{\text{нн}}} = 1 \leq 6 \times \frac{2309}{400} = 34,6,$$

Выбранный ПТН для стороны 110 и 10 кВ трансформатора, обеспечит измерение тока нагрузочного режима с допустимой погрешностью.

Рассчитываем уставки срабатывания ДТО от бросков тока намагничивания.

«Для отстройки уставки срабатывания $I_{\text{дто}}$ от БТН применяем от 4 до 5 ОЕ номинального значения тока трансформатора согласно инструкции» [12].

Рассчитываем относительный $I_{\text{нб.расч}}$ при максимальном тормозном токе внешнего КЗ ($I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}$) по выражению (65, 66):

$$I_{\text{нб.расч}} = (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{\text{макс}} \times U_{\text{рег}} + \gamma) \times \frac{I_{\text{к.макс.прив}}^{\text{нн}}}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}}}, \quad (65)$$

$$U_{\text{рег}} = \frac{n - 1}{2} \times \frac{\Delta U}{100}, \quad (66)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = \left(2,5 \times 0,1 + \frac{18 - 1}{2} \times \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) \times \frac{1021}{210} = 2,19 \text{ А},$$

«где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока = 2,5;

$\varepsilon_{\text{макс}}$ – максимальное значение погрешности ТТ при $I_{\text{к.макс.}}$, согласно паспортным данным ТТ не больше 10 %;

$U_{\text{рег}}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения РПН;

$\gamma = 0,05$ – относительная погрешность цифрового выравнивания» [12].

Рассчитываем уставку срабатывания ДТО $I_{\text{дто}}$ по выражению (67):

$$I_{\text{дто}} = K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб.расч}}, \quad (67)$$

$$I_{\text{дто}} = 1,2 \times 2,19 = 2,63 \text{ А}.$$

«Рассчитываем уставки срабатывания ДЗТ с торможением, которые выполнены как «грубые» и «чувствительные».

Расчёт «грубых» уставок выполняем для среднего положения РПН, учитывая максимально возможное значение $I_{\text{нб}}$, при среднем положении РПН.

Расчёт «чувствительных» уставок, с контролем положения РПН, выполняем для значения $I_{\text{нб.расч.}}$ вызванного отклонением РПН от текущего положения не менее 5 % от $U_{\text{ном.}}$ ». [12]

Рассчитываем $I_{\text{нб.расч.}}$ ДЗТ согласно выражению (68):

$$I_{\text{нб.расч}} = 0,5 \times (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma), \quad (68)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 0,5 \left(1 \times 0,1 + \frac{18 - 1}{2} \times \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,3 \text{ А.}$$

Рассчитываю уставку начального тока срабатывания ДЗТ по выражению (69):

$$I_{\text{ДЗТ.нач}} = 1,5 \times I_{\text{нб.расч}}, \quad (69)$$

$$I_{\text{ДЗТ.нач}} = 1,5 \times 0,3 = 0,45.$$

$I_{\text{ДЗТ.нач}}$ от 0,3 до 0,5 относительных единиц обеспечивает требуемый КЧ к витковым замыканиям в обмотке трансформатора.

Рассчитываем коэффициент торможения второго участка ДЗТ $K_{\text{торм.2}}$ при токе торможения равным $1,5 I_{\text{ном.Тр.}}$ согласно (70, 71):

$$I_{\text{нб.расч.2}} = K_{\text{отс}} \times 1,5 \times (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{1,5} + U_{\text{рег}} + \gamma), \quad (70)$$

$$I_{\text{ДЗТ 2}} = K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб.расч.2}}, \quad (71)$$

$$I_{\text{ДЗТ 2}} = 1,2 \times 1,5 \left(2 \times 1 \times 0,1 + \frac{18 - 1}{2} \times \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,72 \text{ А,}$$

Рассчитываем уставку $K_{\text{торм.2}}$:

$$K_{\text{торм 2}} = I_{\text{ДЗТ 2}} - I_{\text{ДЗТ.нач}} = 0,72 - 0,45 = 0,27,$$

Рассчитываем коэффициент торможения третьего участка ДЗТ $K_{\text{торм.3}}$ с отстройкой тока срабатывания защиты от $I_{\text{нб.расч.}}$ при максимальном токе внешнего КЗ. ($I_{\text{к.макс.прив}}^{\text{нн}}$) по выражению (72, 73):

$$I_{\text{к.торм}} = \left(1 - \frac{K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{\text{макс}}}{2}\right) \times \frac{I_{\text{к.макс.прив}}^{\text{нн}}}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}}}, \quad (72)$$

$$I_{\text{к.торм}} = \left(1 - \frac{2,5 \times 0,1}{2}\right) \times \frac{1021}{210} = 4,25 \text{ A},$$

$$K_{\text{торм 3}} = \frac{I_{\text{дто}} - I_{\text{дзт2}}}{I_{\text{к.торм}} - I_{\text{торм2}}}, \quad (73)$$

$$K_{\text{торм 3}} = \frac{2,63 - 0,72}{4,25 - 1,5} = 0,69,$$

где $I_{\text{торм2}} = 1,5$ – I торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения.

Рассчитываем группы «чувствительных» уставок начального тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{дзт нач.ч.}}$ по выражению (74, 75):

$$I_{\text{нб.расч}} = 0,5 \times (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma), \quad (74)$$

$$U_{\text{рег}} = \frac{3 \times \Delta U}{100},$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 0,5 \left(1 \times 0,1 + \frac{3 \times 1,78}{100} + 0,05\right) = 0,102 \text{ A},$$

$$I_{\text{дзт.нач.ч}} = K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб.расч}}, \quad (75)$$

$$I_{\text{дзт.нач.ч}} = 1,5 \times 0,102 = 0,16 \text{ A}.$$

«Значение уставки $I_{\text{дзт нач.ч.}}$ менее 0,3 относительных единиц согласно инструкции применять не рекомендуется, поэтому $I_{\text{дзт нач.ч.}} = 0,3$.

Рассчитываем уставку коэффициента торможения второго участка торможения ДЗТ $K_{\text{торм.2ч.}}$ чувствительных уставок при токе торможения $1,5 I_{\text{ном.тр.}}$ согласно условиям (76, 77)» [12].

$$I_{\text{дзт 2}} = 1,2 \times 1,5 \times (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma), \quad (76)$$

$$I_{\text{дзт 2}} = 1,2 \times 1,5 \times \left(2 \times 1 \times 0,1 + \frac{3 \times 1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,55 \text{ A},$$

$$K_{\text{торм 2 ч}} = I_{\text{дзт 2}} - I_{\text{дзт.нач.ч}}, \quad (77)$$

$$K_{\text{торм 2 ч}} = 0,55 - 0,3 = 0,25.$$

Рассчитываем ДЗТ $K_{\text{торм.3ч.}}$ чувствительных уставок по выражению (78, 79):

$$I_{\text{дто ч}} = 1,2 \times (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma) \times \frac{I_{\text{к.макс.прив}}^{\text{нн}}}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}}}, \quad (78)$$

$$I_{\text{дто ч}} = 1,2 \times \left(2,5 \times 1 \times 0,1 + \frac{3 \times 1,78}{100} \times 1 + 0,05 \right) \times \frac{1021}{210} = 2,06 \text{ A},$$

«где $K_{\text{пер}} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока» [12].

$$K_{\text{торм 3 ч}} = \frac{I_{\text{дто.ч}} - I_{\text{дзт 2}}}{I_{\text{к.торм}} - I_{\text{торм 2 ч}}}, \quad (79)$$

$$K_{\text{торм 3 ч}} = \frac{2,06 - 0,55}{4,25 - 0,25} = 0,37.$$

Проверяем чувствительность ДЗТ на стороне 10 кВ согласно выражению (80):

$$I_{\text{к.мин.прив}}^{\text{нн}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times \frac{U_{\text{ср ном}}^{\text{вн}}}{\sqrt{3}(X_{\text{с мин}} X_{\text{т макс}})}, \quad (80)$$

$$I_{\text{к.мин.прив}}^{\text{нн}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times \frac{115000}{\sqrt{3} \times (16 + 44)} = 958 \text{ А.}$$

Рассчитываем коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ по условию (81):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.прив}}^{\text{нн}} \times (1 - \varepsilon_{\text{мин}})}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}} \times I_{\text{дзт нач}}}, \quad (81)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{958 \times (1 - 0,1)}{210 \times 0,45} = 9,1.$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ удовлетворяет требованиям.

Рассчитываем уставку сигнализации тока небаланса при максимальном рабочем токе трансформатора.

Рассчитываем относительный расчётный $I_{\text{нб}}$ по выражениям (82, 83):

$$I_{\text{нб.расч}} = 1 \times (K_{\text{пер}} \times K_{\text{одн}} \times \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma), \quad (82)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 1 \times \left(1 \times 1 \times 0,1 + \frac{18 - 1}{2} \times \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,3 \text{ А,}$$

$$I_{\text{нб}} = K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб.расч}}, \quad (83)$$

$$I_{\text{нб}} = 1,1 \times 0,3 = 0,33 \text{ А.}$$

Согласно руководству по эксплуатации блока БМРЗ уставку сигнализации $I_{\text{нб}}$ рассчитываем, как (84):

$$K_{\text{нб}} = \frac{I_{\text{нб}}}{I_{\text{дзт.нач}}}, \quad (84)$$

$$K_{\text{нб}} = \frac{0,33}{0,3} = 1,1.$$

Выбранный терминал БМРЗ на микропроцессорной базе, выполняет все требования надежности защиты трансформатора и обеспечивает селективное отключение трансформатора.

8.2 Расчёт уставки токовой отсечки трансформатора

Ток срабатывания токовой отсечки (ТО) защиты от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора отстраиваем от максимального тока при внешнем КЗ со стороны 10 кВ согласно условию (85):

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} I_{КЗ \text{ макс.10}} / K_T, \quad (85)$$

где $I_{с.з.}$ ток срабатывания защиты;

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

$I_{КЗ \text{ макс.10}}$ – ток трехфазного КЗ, на стороне 10 кВ;

K_T – коэффициент трансформации трансформатора.

$$I_{с.з.10} = 1,4 \times 8,41 / 11 = 1,07 \text{ кА},$$

«Чувствительность ТО рассчитываем при металлическом двух фазном КЗ на стороне установки защиты в минимальном режиме работы ПС по условию (86).

Минимальный коэффициент чувствительности не менее 2» [12]:

$$k_{ч 110} = \frac{I_{п.КЗ 110}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 2, \quad (86)$$

$$k_{ч 110} = \frac{6,47}{1,07} = 6,$$

где $I_{п.КЗ 110}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ минимального режима на стороне 110 кВ трансформатора.

По расчётам видно, что расчётная уставка ТО соответствует всем требованиям для защиты обмотки трансформатора по стороне 110 кВ.

8.3 Расчёт уставки максимальной токовой защиты трансформатора

«Максимальная токовая защита (МТЗ) трансформатора предназначена для защиты от внешних КЗ. Она является резервной защитой для ТО и ДЗТ в случае отказа.

МТЗ по токовым цепям подключаем к ТТ установленному на стороне 110 кВ.

Ток срабатывания защиты определяем по условию отстройки от токов нагрузки в максимальном рабочем режиме работы ПС (87)» [12].

$$I_{с.з} = 2 \frac{k_3 k_{сзп}}{k_B} \times I_{\text{раб.макс}}, \quad (87)$$

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

k_B – коэффициент возврата;

k_3 – коэффициент запаса.

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска потребителя электроэнергии принимаем 2,5.

$$I_{сз} = 2 \frac{1,2 \times 2,5}{0,85} \times (0,7 \times 210) = 1037 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительность срабатывания МТЗ рассчитываем, как (88);

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п.кз } 10}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (88)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{5,15}{1,037} = 4,9,$$

МТЗ для защиты трансформатора с $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ МТЗ способна выполнять функции резервной защиты для отходящих от шин 10 кВ присоединений.

8.4 Расчёт защиты от перегруза трансформатора

«Для защиты двух обмоточного трансформатора от токов перегрузки, подключаем защиту по токовым цепям к ТТ стороны 110 кВ.

Ток срабатывания защиты рассчитываем по условию возврата защиты при снижении тока до номинального значения трансформатора, как (89):

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{отс}} \frac{I_{\text{ном}}}{k_{\text{в}}}, \quad (89)$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,05 \times \frac{210}{0,95} = 232 \text{ A},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, составляет 1,05;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, составляет 0,95.

Во избежание ложных сигналов от срабатывания защиты, время срабатывания определяем с выдержкой времени равной, согласно нормативной документации, 9 секунд» [12].

8.5 Выбор предохранителей трансформатора собственных нужд

Для защиты ТСН от предельно допустимых токов применяем плавкие вставки, которые рассчитываем на ток отключения в обмотке трансформатора с условием срабатывания по номинальному отключаемому току КЗ и номинальному напряжению.

Номинальный ток ТСН по стороне 10 кВ рассчитываем с учётом 40 % перегрузки по выражению (90)

$$I_{\text{ном.Тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} \times 1,4, \quad (90)$$

$$I_{\text{ном.Тр}} = \frac{160}{\sqrt{3} \times 10} \times 1,4 = 12,8 \text{ А},$$

Номинальные данные для предохранителей на расчётный ток 12,8 А занесены в таблицу 25.

Таблица 25 – Номинальные данные предохранителей по стороне 10 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$	10,5 кВ	12 кВ
$I_{\text{max}} > I_{\text{ном}},$	12,8 А	32 А
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	8,41 кА	31 кА

Выводы по разделу 8

В данном разделе определён состав защит от не нормальных режимов работы силового оборудования.

В качестве основной защиты от всех видов КЗ силовых трансформаторов выбрана ДЗТ, определена зона действия защиты и место подключения по токовым цепям. Рассчитаны уставки срабатывания ДЗТ, с учётом нагрузки трансформатора и положения РПН.

Также выбран состав резервных защит трансформатора – токовой отсечки, максимальной токовой защиты и защиты от перегруза. Определено место подключения защит и выполнен расчёт уставок срабатывания.

Выбран метод защиты ТСН от не нормальных режимов работы и произведён расчёт плавкой вставки предохранителей для защиты трансформаторов собственных нужд.

Согласно произведённым расчётам данный состав защит способен выполнять надёжную защиту трансформаторов и обеспечивает селективное отключение повреждённого оборудования от сети.

Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работе ставилась задача проработки вопроса возможности подключения вновь строящейся комплексной жилой застройки к существующей электрической сети Нижегородской области согласно выделенной мощности трансформаторов 2×40 МВА на питающей ПС.

Объектом электроснабжения является незастроенная территория на юге Нижегородской области, в районе деревни Ольгино и посёлка Новинки. Данная КЖЗ совмещает в себе общественно-жилые пространства, многофункциональную социально-досуговую и общественно-деловую инфраструктуру для комфортного размещения около 50 тысяч жителей.

В процессе выполнения ВКР собраны необходимые сведения о расположении границ и географическое расположение территории населённого пункта. Определена общая площадь территории, а также планируемая жилая площадь квартир, объектов социального назначения, объектов здравоохранения, обслуживания населения. Установлен коэффициент плотности застройки территории. Обозначена очерёдность застройки территории и этажность зданий для каждого района застройки. Определена степень участия населённый пункта в общественном производстве по характеру трудовой деятельности.

Произведён анализ схемы внешнего электроснабжения.

И на основании собранных сведений выполнены расчёты потребляемой мощности потребителями жилых и общественных зданий согласно укрупнённым удельным показателям электрических нагрузок на расчётный срок концепции развития района, и выбранного типа освещения проезжей части согласно уровню освещённости соответствующей нормативным требованиям.

Результаты выполненных расчётов потребляемой нагрузки подтвердили возможность питания данной КЖЗ от ПС с номинальной мощностью силовых

трансформаторов 2×40 МВА в нормальном и ремонтном режиме работы ПС с загрузкой каждого трансформатора менее 70 %.

На основании полученных результатов выбран класс напряжения питания КРТ на ближайший перспективный период и определена схема электроснабжения ПС.

Согласно мастер-плана застройки территории определено место расположения ПС с определением площади сечения питающей кабельной линии 110 кВ.

Пользуясь электрической схемой составлена схема замещения и выполнены расчёты уровня токов КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ, при различных схемах электроснабжения. На основании полученных токов КЗ выбрано коммутационное оборудование и проверено на электрическую и динамическую устойчивость.

Также произведён выбор релейной защиты трансформаторов с определением уставок основных и резервных защит с учётом положения РПН.

Таким образом задание, поставленное для выполнения ВКР выполнено в полном объёме, где подтверждается возможность надёжного электроснабжения КЖЗ от ПС-110/10 кВ.

Список используемой литературы

1. Алиев И. И. Кабельные изделия: справочник. М.: ИП РадиоСОФТ. 2010. 384 с.
2. Алиев И. И. Электротехника и электрооборудование: учеб. пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
3. Вакуумные выключатели 6-20 кВ [Электронный ресурс]: Режим доступа : URL <https://www.tavrida.com/ter/support/documents/1>.
4. Вахнина В. В., Самолина О. В., Черненко А. Н., Рыбалко Т. А. Проектирование осветительных установок. учеб. пособие. Тольятти: ТГУ, 2015. 107 с.
5. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.- метод. пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016. 78 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf.
6. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf.
7. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 39 с.
8. ГОСТ Р 55706-2013 «Национальный стандарт российской федерации освещение наружное утилитарное».
9. Каталог электрооборудования «Электрощит» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://electroshield.ru>
10. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения. М.: Оникс, 2012. 344 с.

11. Нормативы для определения расчётных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. М.: 2000. 14 с.
12. ПАО «РАДИУС-Автоматика». Комплекс оборудования РЗ и А для сетей от 10 кВ до 110 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog>.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Энергоатомиздат. 2010. 108 с.
14. Производство трансформаторов, подстанций, электрооборудования 0,4-35 кВ. <http://trf-ural.ru/files/catalog/upload.pdf>.
15. РД 34.20.185-94 «Нормативы для определения расчётных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети».
16. Секретарев Ю. А. Надежность электроснабжения: учеб. пособие. Новосибирск: НГТУ, 2013. 104 с.
17. Сибикин Ю. Д. Основы электроснабжения объектов: учеб. пособие. М. Берлин: Энергия, Директ-Медиа, 2014. 328 с.
18. Синюкова Т. В. Электроснабжение: расчёт токов короткого замыкания: метод. указания к практическим и курсовым работам. Липецк: ЛГТУ, 2014. 46 с.
19. СП 256.1325800.2016. Свод правил. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа (утв. Приказом Минстроя России от 29.08.2016 N 602/пр) (ред. от 01.03.2022) 130 с.
20. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 07.11.2016. № 777. 135 с.
21. Фролов Ю. М., Шелякин В. П. Основы электроснабжения: учеб. пособие. Санкт-Петербург: Лань, 2012. 480 с.

22. Хорольский В. Я., Таранов М. А. Надёжность электроснабжения: учеб. пособие. М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2017. 127 с.
23. Шведов Г. В. Городские электрические распределительные сети. М.: Изд-во МЭИ, 2011. 108 с.
24. Шведов Г. В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчётные нагрузки, распределительные сети. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. 268 с.
25. Шеховцов В. П. Расчёт и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования: учеб. пособие. М.: ФОРУМ, 2011. 105 с.
26. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие. М.: ФОРУМ, 2011. 136 с.
27. Электрические сети. Оборудование электроподстанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru>.
28. Электроснабжение административных и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://projectsdevelop.com/power_supply_of_office_buildings.
29. Power System Protection Forum [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forum.pearlabs.com>.
30. PRODUCT-DETAILS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://new.abb.com/products>.