

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 «Электроснабжение 13 микрорайона г. Братска»

Студент

А.С. Зубрицкий

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Аннотация

Данная выпускная квалификационная работа посвящена актуальной теме: «Электроснабжение 13 микрорайона города Братска».

Актуальность темы выполнения данной выпускной квалификационной работы обусловлена тем, что схема электроснабжения была реализована несколько десятилетий назад.

За это время произошло изменение электрических нагрузок, появились новые потребители электрической энергии, также целесообразно проведение исследования работы схемы в существующих условиях.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки объемом 69 страниц, графической части, состоящей из 6 чертежей формата А1. Расчеты сопровождаются краткими теоретическими сведениями, схемами, таблицами и рисунками, а также ссылками на нормативно-техническую документацию, техническую и справочную литературу.

Содержание

Введение.....	4
1 Общие сведения.....	5
2 Анализ схемы электроснабжения.....	6
2.1 Обзор схемы снабжения электроэнергией	6
2.2 Расчет электрических нагрузок	7
2.3 Проверка перегрузочной способности трансформаторов ТП	22
2.4 Выбор кабельных линий.....	27
3 Проверка защитной и коммутационной аппаратуры	45
3.1 Расчет токов короткого замыкания на стороне 10 кВ	45
3.2 Проверка аппаратов распределительных устройств ТП..... напряжением 10 кВ	51 51
4 Расчёт уставок защиты блока БМРЗ-ТД для трансформатора ТРДН- 25000/110/10.....	58
4.1 Общие сведения.....	58
4.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты терминала БМРЗ- ТД.....	58 58
4.3 Расчет дифференциальной токовой отсечки	62
5 Расчет заземления ТП	64
Заключение	66
Список используемых источников.....	67

Введение

На сегодняшний день основными потребителями вырабатываемой в России электроэнергии являются города. Если в частном доме человек хоть как-то может приспособиться к существованию при отсутствии электроснабжения, то жизнь жителей городских многоэтажек без электроэнергии представить невозможно. Исходя из этого, становятся объяснимы требования к правильному и рациональному проектированию систем электроснабжения городов. Правильно спроектированная система электроснабжения служит залогом эффективности функционирования городской инфраструктуры.

В рассматриваемой выпускной квалификационной работе (далее – ВКР) был проведен расчет схемы электроснабжения 13-ого микрорайона города Братска.

В работе выполнены расчеты электрических нагрузок жилых домов и общественных зданий, картограмма нагрузок. Определены уровни загрузки трансформаторов трансформаторных подстанций.

Произведена проверка сечения питающих кабельных линий среднего и низкого напряжений по длительно допустимому току при нагреве в нормальном и послеаварийном режимах, по допустимой потере напряжения на линии, а также по условию термической стойкости проводника к току короткого замыкания (далее – КЗ).

Также выполнены проверки защитного и коммутационного оборудования сети 10000 В на соответствие фактическим условиям работы, расчет токов короткого замыкания в элементах сети напряжением до и выше 1000В. По расчетным значениям были выбраны разъединители РВЗ-10/400, трансформаторы тока типа ТОЛ-10, трансформаторы напряжения ЗНОЛП-10.

Произведен расчет заземления питающих трансформаторных подстанций, значения уставок блока БМРЗ-ТД, подключенного к понижающему трансформатору ТРДН-25000/110/10.

1 Общие сведения

Потребление микрорайоном электрической энергией осуществляется от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ (далее – ТП), которые питаются от подстанции «Северной» 110/10 кВ (далее – п/с), электроснабжение осуществляется по петлевой схеме.

Подача электроэнергии на п/с выполнена отпайками от линий электропередачи подстанции «Западной», которая в свою очередь питается от системы шин 110 кВ Братского лесопромышленного корпуса.

На открытом распределительном устройстве (далее – ОРУ) п/с расположены две системы шин и два трансформатора, которые понижают уровень напряжения со 110 кВ до 10 кВ. Предусмотрена схема секционирования систем шин для вывода одного из трансформаторов в ремонт, а также 1 и 2 секции ЗРУ 10 кВ имеют возможность автоматического ввода резерва (далее – АВР) в случае потери напряжения на главных вводах, путем включения секционного выключателя от защиты минимального напряжения.

Схема электрических соединений п/с 110/10 представлена на фрагменте 1 графической части.

Микрорайон органичен улицами Комсомольская, Курчатова, Мира, Обручева, в нем преимущественно располагаются пятиэтажные и девятиэтажные дома, а также разного рода коммунально-бытовые потребители.

Особенной чертой энергопотребления города считается его постоянный рост за счет присоединения новых потребителей, а также за счет увеличения количества электрических приборов и устройств среди населения.

2 Анализ схемы электроснабжения

2.1 Обзор схемы снабжения электроэнергией

«Система электроснабжения представляет собой совокупность электроустановок, состоящих из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, приемников электроэнергии. Требования к системам электроснабжения:

- экономичность;
- надежность электроснабжения;
- безопасность и удобство эксплуатации;
- обеспечение надлежащего качества электрической энергии;
- гибкость системы, дающая возможность дальнейшего развития;
- максимальное приближение источников питания к электроустановкам потребителей и др.» [6].

При выполнении проекта по возведению сетей среднего напряжения должны быть соблюдены следующие условия [1]:

- а) Предусмотрено резервирование вводов в распределительных пунктах питающей сети;
- б) На сборных шинах среднего напряжения значение мощности КЗ не должно превышать 200 МВА;
- в) Электроснабжение должно выполняться кабельными линиями из алюминия, сечением жил не менее 35 мм² при напряжении 10000 В.

В электроснабжении микрорайона на напряжении до 1000 В (по радиальной схеме) и выше 1000 В (по петлевой схеме) используются алюминиевые трехжильные кабельные линии различных марок.

Обмотки двухобмоточных трансформаторов, установленных в ТП, со стороны высокого напряжения собраны в звезду, со стороны низкого напряжения в звезду с нулевым выводом.

Схема распределительной сети напряжением 10000 В продемонстрирована на фрагменте 4 графической части.

2.2 Расчет электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок является наиболее ответственной задачей, поскольку правильное и возможно близкое к действительному определение электрических нагрузок имеет большое практическое значение для выбора мощности трансформаторов, сечений проводов, кабелей, шин, коммутирующей аппаратуры.

Расчёт электрических нагрузок начинается с определения приведенной нагрузки к шинам городских подстанций на напряжении 0,4 кВ.

В данной бакалаврской работе производится определение расчетных нагрузок жилых домов, нагрузок осветительных устройств линий, а также нагрузок от общественных и коммунально-бытовых потребителей электрической энергии. Суммировав нагрузки данных потребителей и приняв во внимание коэффициенты совмещения максимумом, получим значение расчетной нагрузки района.

2.2.1 Определение нагрузок домов

Электрические нагрузки на вводе в жилое здание вычисляются исходя из имеющихся данных о количестве квартир в жилом доме, типа установленного оборудования для приготовления пищи в квартирах, количестве и мощности установленных лифтовых установок, количестве и мощности повышающих давление воды насосов, количестве вентиляционных установок и других санитарно-технических устройств. Нагрузка резервных электродвигателей, при их наличии, в расчетах не учитывается.

Нагрузка осветительных приборов помещений общедомового пользования учтена при выборе значений удельных расчетных.

Рассчитаем нагрузку многоквартирного жилого дома. Для примера возьмем жилой дом №5 по ул. Обручева.

«Значение расчётной активной мощности квартир:

$$P_{pквi} = P_{удквi} \cdot n_{квi}, \quad (1)$$

где $P_{удквi}$ – удельная электрическая нагрузка квартир, зависящая от количества квартир в доме и типа применяемых кухонных плит, кВт/кв. Для типовых квартир с электроплитами мощностью 8,5 кВт удельные расчетные нагрузки выбираются;

$n_{квi}$ – количество квартир в i -м жилом доме, шт.» [2].

$$P_{pкв ул.Обручева5} = 48 \cdot 1,85 = 88,8 \text{ кВт}$$

«Значение расчетной реактивной мощности квартир:

$$Q_{pквi} = P_{pквi} \cdot \text{tg} \varphi_{квi}, \quad (2)$$

где $\text{tg} \varphi_{квi}$ – значение коэффициента реактивной мощности квартир, принимаемое» [3].

$$Q_{pкв ул.Обручева5} = 88,8 \cdot 0,2 = 17,76 \text{ кВАр}$$

«Полная нагрузка квартир рассчитывается по формуле» [3]:

$$S_{pквi} = \sqrt{P_{pквi}^2 + Q_{pквi}^2} \quad (3)$$

$$S_{pкв ул.Обручева5} = \sqrt{88,8^2 + 17,76^2} = 90,56 \text{ кВА}$$

«Полная, активная, реактивная расчетные нагрузки лифтов рассчитывается по формулам:

$$S_{pli} = \sqrt{P_{pli}^2 + Q_{pli}^2} \quad (4)$$

$$P_{pli} = K_{cLi} \cdot \sum_{j=1}^{n_{li}} P_{yji}, \quad (5)$$

$$Q_{pli} = P_{pli} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{li}, \quad (6)$$

где K_{cLi} – коэффициент спроса лифтовых установок, принимаемый в зависимости от количества лифтов в здании;

n_{li} – число лифтовых установок, питаемых по линии, шт.;

P_{yji} – установленная мощность электродвигателя j -ого лифта i -ого дома, кВт (по паспортным данным);

$\operatorname{tg} \varphi_{li}$ – коэффициент реактивной мощности лифтовых установок, выбирается для $\cos \varphi_{л} = 0,65$ » [3, 6].

$$P_{pl \text{ ул. Обручева5}} = 0,8 \cdot 4,5 = 3,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{pl \text{ ул. Обручева5}} = 3,6 \cdot 1,17 = 4,212 \text{ кВАр}$$

$$S_{pl \text{ ул. Обручева5}} = \sqrt{3,6^2 + 4,212^2} = 5,54 \text{ кВА}$$

«Полная, активная и реактивная расчетные нагрузки насосных установок:

$$S_{pdi} = \sqrt{P_{pdi}^2 + Q_{pdi}^2} \quad (7)$$

$$P_{pdi} = K_{c.d.} \cdot P_{y\ddot{d}i} \cdot n_{kvi}, \quad (8)$$

$$Q_{pdi} = P_{pdi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{di}, \quad (9)$$

где $P_{удoi}$ – удельная мощность насосной установки, примем равным 0,1 кВт/квартиру;

$K_{с.д.}$ – коэффициент спроса насосной установки, примем равным 0,7;

$tg \varphi_{oi}$ – коэффициент реактивной мощности электродвигателей насосных установок, определяется для $cos \varphi_{oi} = 0,83$ по паспортным данным;

$n_{кви}$ – количество квартир» [4].

$$P_{рдул.Обручева5} = 0,7 \cdot 0,1 \cdot 48 = 3,36 \text{ кВт}$$

$$Q_{рдул.Обручева5} = 3,36 \cdot 0,67 = 2,25 \text{ кВАр}$$

$$S_{рдул.Обручева5} = \sqrt{3,36^2 + 2,25^2} = 4,024 \text{ кВА}$$

«Расчётную активную нагрузку жилого дома определим по формуле:

$$P_{рждi} = P_{ркви} + k_y \cdot (P_{рли} + P_{рoi}), \quad (10)$$

где $P_{ркви}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир жилого дома, кВт;

$P_{рли}$, $P_{рoi}$ – расчетная нагрузка силовых потребителей жилого дома, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых потребителей, принимается равным 0,9» [3].

$$P_{рждул.Обручева5} = 88,8 + 0,9 \cdot (3,6 + 3,36) = 95,064 \text{ кВт}$$

«Расчетную реактивную нагрузку жилого дома определим по формуле:

$$Q_{рждi} = P_{рждi} \cdot tg \varphi_{ждi}, \quad (11)$$

где $tg \varphi_{ждi}$ – коэффициент реактивной мощности жилого дома, принимаемый» [3].

$$Q_{рждул.Обручева5} = 95,064 \cdot 0,2 = 19,01 \text{ кВАр}$$

«Полная нагрузка жилого дома определяется по формуле» [4]:

$$S_{рждi} = \sqrt{P_{рждi}^2 + Q_{рждi}^2} \quad (12)$$

$$S_{рждул.Обручева5} = \sqrt{95,064^2 + 19,01^2} = 96,95 \text{ кВА}$$

Тем же способом определяем нагрузки остальных жилых домов микрорайона. Результаты расчетов составим в таблицу 1.

2.2.2 Определение нагрузок общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий микрорайона

«Значения нагрузок общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий определяются по формуле:

$$P_{pi} = N_{окбni} \cdot P_{удокбni} \quad (13)$$

где $N_{окбni}$ – количество мест, число посещений, либо площадь объекта;

$P_{удокбni}$ – удельная нагрузка i -го общественного здания, кВт/место (m^2).

Значения полной и реактивной нагрузок рассчитываем по формулам (11) и (12) подставляя в формулу значение коэффициента реактивной мощности требуемого общественного здания $tg \varphi_{обзdi}$, которое принимается» [6].

Определяем полную, активную и реактивную нагрузки дет. сада:

$$S_{рД/с№86} = \sqrt{108,56^2 + 27,14^2} = 111,9 \text{ кВА}$$

$$P_{рД/с№86} = 236 \cdot 0,46 = 108,56 \text{ кВт}$$

$$Q_{рД/с№86} = 108,56 \cdot 0,25 = 27,14 \text{ кВАр}$$

Таблица 1 – Сведения о расчетных нагрузках домов микрорайона

Наименование потребителя	Расчётная нагрузка квартир					Расчётная нагрузка лифтов					Расчётная нагрузка сил. двигат. установок					Общая нагрузка		
	п _{кв} , шт	P _{удкв} , кВт/кв	P _{ркв} , кВт	Q _{ркв} , кВАр	S _{ркв} , кВА	п _л , шт	P _{уст} , кВт	P _{рл} , кВт	Q _{рл} , кВАр	S _{рл} , кВА	P _{удл} , кВт	K _{сл.}	P _{рд} , кВт	Q _{рд} , кВАр	S _{рд} , кВА	P _{ржд} , кВт	Q _{ржд} , кВАр	S _{ржд} , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Обруч.-1/48	72	1,64	118,08	23,616	120,42	0	0		0	0	0,1	0,7	5,04	3,38	6,07	122,62	24,52	125,04
Обруч.-3	64	1,68	107,52	21,504	109,65	0	0		0	0	0,1	0,7	4,48	3,00	5,39	111,55	22,31	113,76
Обруч.-3А	80	1,6	128	25,6	130,53	0	0		0	0	0,1	0,7	5,6	3,75	6,74	133,04	26,61	135,67
Обруч.-3Б	60	1,7	102	20,4	104,02	0	0		0	0	0,1	0,7	4,2	2,81	5,06	105,78	21,16	107,87
Обруч.-5	48	1,85	88,8	17,76	90,56	1	4,5	3,6	4,212	5,54	0,1	0,7	3,36	2,25	4,04	95,06	19,01	96,95
Обруч.-5А	60	1,7	102	20,4	104,02	0	0		0	0	0,1	0,7	4,2	2,81	5,06	105,78	21,16	107,87
Обруч.-7	80	1,6	128	25,6	130,53	0	0		0	0	0,1	0,7	5,6	3,75	6,74	133,04	26,61	135,67
Обруч.-7А	80	1,6	128	25,6	130,53	0	0		0	0	0,1	0,7	5,6	3,75	6,74	133,04	26,61	135,67
Обруч.-9	76	1,62	123,12	24,624	125,56	0	0		0	0	0,1	0,7	5,32	3,56	6,40	127,91	25,58	130,44
Обруч.-9А	80	1,6	128	25,6	130,53	0	0		0	0	0,1	0,7	5,6	3,75	6,74	133,04	26,61	135,67
Обруч.-11	48	1,85	88,8	17,76	90,56	1	4,5	3,6	4,212	5,54	0,1	0,7	3,36	2,25	4,04	95,06	19,01	96,95
Обруч.-13	80	1,6	128	25,6	130,53	0	0		0	0	0,1	0,7	5,6	3,75	6,74	133,04	26,61	135,67
Обруч.-13А	80	1,6	128	25,6	130,53	0	0		0	0	0,1	0,7	5,6	3,75	6,74	133,04	26,61	135,67
Обруч.-15	80	1,6	128	25,6	130,53	0	0		0	0	0,1	0,7	5,6	3,75	6,74	133,04	26,61	135,67
Курч.-22	60	1,7	102	20,4	104,02	0	0		0	0	0,1	0,7	4,2	2,81	5,06	105,78	21,16	107,87
Курч.-24	60	1,7	102	20,4	104,02	0	0		0	0	0,1	0,7	4,2	2,81	5,06	105,78	21,16	107,87
Курч.-26	54	1,78	96,12	19,224	98,02	0	0		0	0	0,1	0,7	3,78	2,53	4,55	99,52	19,90	101,49
Курч.-28	60	1,7	102	20,4	104,02	0	0		0	0	0,1	0,7	4,2	2,81	5,06	105,78	21,16	107,87
Курч.-30	90	1,55	139,5	27,9	142,26	0	0		0	0	0,1	0,7	6,3	4,22	7,58	145,17	29,03	148,04
Курч.-30А	73	1,64	119,72	23,944	122,09	0	0		0	0	0,1	0,7	5,11	3,42	6,15	124,32	24,86	126,78
Мира 49	58	1,73	100,34	20,068	102,33	0	0		0	0	0,1	0,7	4,06	2,72	4,89	103,99	20,80	106,05
Мира 51	45	1,89	85,05	17,01	86,73	1	4,5	3,6	4,212	5,54	0,1	0,7	3,15	2,11	3,79	91,13	18,23	92,93
Мира 53	48	1,85	88,8	17,76	90,56	0	0		0	0	0,1	0,7	3,36	2,25	4,04	91,82	18,36	93,64
Мира 55	42	1,93	81,06	16,212	82,67	1	4,5	3,6	4,212	5,54	0,1	0,7	2,94	1,97	3,54	86,95	17,39	88,67
Мира 57	60	1,7	102	20,4	104,02	0	0		0	0	0,1	0,7	4,2	2,81	5,06	105,78	21,16	107,87
Мира 59	48	1,85	88,8	17,76	90,56	0	0		0	0	0,1	0,7	3,36	2,25	4,04	91,82	18,36	93,64
Мира 61	42	1,93	81,06	16,212	82,67	1	4,5	3,6	4,212	5,54	0,1	0,7	2,94	1,97	3,54	86,95	17,39	88,67

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Комсомол.-50	46	1,88	86,48	17,296	88,19	0	0		0	0	0,1	0,7	3,22	2,16	3,88	89,38	17,88	91,15
Комсомол.-52	80	1,6	128	25,6	130,53	0	0		0	0	0,1	0,7	5,6	3,75	6,74	133,04	26,61	135,67
Комсомол.-54	72	1,64	118,08	23,616	120,42	0	0		0	0	0,1	0,7	5,04	3,38	6,07	122,62	24,52	125,04
Комсомол.-56	60	1,7	102	20,4	104,02	0	0		0	0	0,1	0,7	4,2	2,81	5,06	105,78	21,16	107,87
Комсомол.-58	60	1,7	102	20,4	104,02	0	0		0	0	0,1	0,7	4,2	2,81	5,06	105,78	21,16	107,87
Комсомол.-60	42	1,93	81,06	16,212	82,67	1	4,5	3,6	4,212	5,54	0,1	0,7	2,94	1,97	3,54	86,95	17,39	88,67
Итого																3683,37	736,67	3756,32

Тем же методом определим параметры потребления электроэнергии для остальных объектов микрорайона. Результаты полученных нами расчетов и вычислений представим в виде таблицы 2.

Таблица 2 –Нагрузки общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий

Номер по плану	Наименование потребителя	Характеристика потребителя $N_{окбл}$	Удельная нагрузка $P_{удокбл},$ $кВт/м^2$	$tg \varphi$	Расчётная нагрузка		
					$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$S_p,$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Маг. "Голицын"	180 м ²	0,16	0,48	28,8	13,824	31,95
2	Парикмахерская "Цирюльня"	6 рабочих мест	1,5	0,25	9	2,25	9,277
3	Маг. "Гелиос"	100 м ²	0,23	0,7	23	16,1	28,075
4	Центр серв.обсл. "Арт. Лайф"	150 м ²	0,043	0,48	6,45	3,096	7,155
5	"Автомаг"	120 м ²	0,16	0,48	19,2	9,216	21,297
6	"Автомаркет"	140 м ²	0,16	0,48	22,4	10,75	24,85
7	Маг. "Дружба"	200 м ²	0,25	0,75	50	37,5	62,5
8	"Мастерская Художникова. Ремонт"	35 м ²	0,41	0,92	14,35	13,2	19,5
9	"Канц. товары"	60 м ²	0,14	0,43	8,4	3,6	9,139
10	Маг. "Новый"	70 м ²	0,23	0,7	16,1	11,27	19,65
11	Аптека "Канкор"	50 м ²	0,043	0,48	2,15	1,032	2,384
12	Школа № 5	617 учеников	0,25	0,38	154,25	58,615	165
13	Налоговая инспекция	300 м ²	0,054	0,57	16,2	9,234	18,65
14	"Доктор Самарин. Медицинская реабилитация"	180 м ²	0,054	0,57	9,72	5,54	11,188
15	Маг. "Игрушки"	70 м ²	0,14	0,43	9,8	4,214	10,668
16	Парикмахерская "У Ирины"	8 рабочих мест	1,5	0,25	12	3	12,369
17	Маг. "Обжора"	90 м ²	0,23	0,7	20,7	14,49	25,268
18	Меб. салон "Особняк"	170 м ²	0,16	0,48	27,2	13,056	30,17
19	"Фотография"	60 м ²	0,41	0,92	24,6	22,632	33,43
20	Дет. сад № 86	236 человек	0,46	0,25	108,56	27,14	111,9
21	Отделочные материалы "Форум"	60 м ²	0,16	0,48	9,6	4,608	10,649

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
22	Супермаркет "Радуга"	320 м2	0,25	0,75	80	60	100
23	Братск. гор. отд. всероссийского общ. автомобилистов	75 м2	0,043	0,48	3,225	1,548	3,577
24	Маг. "Бензоэлектро-мастер"	100 м2	0,14	0,43	14	6,02	15,239
25	Стомат-гия "Левита Дент"	6 рабочих мест	1,5	0,25	9	2,25	9,277
26	Аптека "36 и 6"	40 м2	0,043	0,48	1,72	0,826	1,9
27	Маг. "Эксклюзив"	80 м2	0,14	0,43	11,2	4,816	12,19
28	Ремонт сот. телефонов "Экспресс"	25 м2	0,41	0,92	10,25	9,43	13,93
29	Центральная аптека	86 м2	0,043	0,48	3,698	1,775	4,1
30	Центр "Красота и здоровье"	260 м2	0,054	0,57	14,04	8,003	16,16
31	Домоуправление № 1	69 м2	0,043	0,48	2,967	1,424	3,29
32	Народная кофейня	32 места	1,04	0,2	33,28	6,656	33,939
33	Кафе - бар	26 мест	1,04	0,2	27,04	5,408	27,575
34	Маг. "Рижский стиль"	70 м2	0,14	0,43	9,8	4,214	10,668
35	Павильон	32 м2	0,23	0,7	7,36	5,152	8,984
ИТОГО:					820,0 6	401,88 9	925,89 8

2.2.3 Определение осветительной нагрузки микрорайона

Освещение городов состоит из освещения улиц, дорог, площадей, пешеходных переходов, дворовых территорий и т.п.

«Расчетные полная, активная, реактивная нагрузки внутриквартального освещения определяется:

$$S_{руосв} = \sqrt{P_{руосв}^2 + Q_{руосв}^2} \quad (14)$$

$$P_{рвко} = P_{уд.вко} \cdot F_{мр}, \quad (15)$$

$$Q_{руосв} = P_{руосв} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (16)$$

где $P_{уд.вкo}$ – расчётная удельная нагрузка внутриквартального освещения, принимается равной 1,2 кВт/га исходя из категории улиц;

$F_{мп}$ – общая площадь микрорайона, $F=26,56$ га;

При использовании в качестве освещения ламп ДРЛ, ДНаТ, ДРИ ($\cos \varphi = 0,85$)» [8,10].

$$P_{рвкo} = 1,2 \cdot 26,56 = 31,872 \text{ кВт}$$

$$Q_{руосв} = 31,872 \cdot 0,62 = 19,76 \text{ кВАр}$$

$$S_{руосв} = \sqrt{31,872^2 + 19,76^2} = 37,5 \text{ кВА}$$

Освещение улиц за пределами жилой зоны не рассматривается, так как питается от других источников питания.

2.2.4 Картограмма нагрузок микрорайона

Для наглядного представления нагрузок на генеральном плане микрорайона нагрузки показываются в виде окружностей, площадь круга которых прямо пропорциональна нагрузке потребителей.

При этом радиус круга определяется по формуле [5]:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}} \quad (17)$$

где S_{pi} – полная мощность потребителя;

m – масштаб нагрузки $\text{кВА}/\text{мм}^2$, общий для всех потребителей и определяемый технической возможностью одновременного представления на генеральном плане минимальной и максимальной из нагрузок, примем $m=0,1 \text{ кВА}/\text{мм}^2$.

Определим радиус круга для жилого дома №1 по ул. Обручева:

$$r_1 = \sqrt{\frac{125,04}{3,14 \cdot 0,1}} = 19,98 \text{ мм}$$

Для большей наглядности площадь круга делится на секторы пропорционально силовой и квартирной нагрузке. Угол сектора силовой нагрузки $\alpha_{c.i}$ может быть определен по формуле:

$$\alpha_{c.i} = \frac{360}{S_{p.кв.i} / S_{p.c.i} + 1} \quad (18)$$

где $S_{p.кв.i}$ и $S_{p.c.i}$ – мощность квартирной и силовой нагрузки соответственно.

Определим угол сектора силовой нагрузки для для жилого дома №1 по ул. Обручева:

$$\alpha_{Обр.1/48} = \frac{360}{120,42 / 5,04 + 1} = 19,96$$

Расчеты для остальных объектов производятся аналогично. Результаты расчетов сводятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Картограмма нагрузок микрорайона

№ по плану	Расчетная нагрузка потребителя			Параметры картограммы	
	полная $S_{p.i}$ кВА	квартирная $S_{p.кв.i}$ кВА	силовая $S_{p.c.i}$ кВА	радиус круга, r_i мм	угол сектора силовой нагрузки, $\alpha_{c.i}$
1	2	3	4	5	6
1	125,04	120,42	5,04	19,96	13,95
2	113,76	109,65	4,48	19,03	13,64
3	135,67	130,53	5,60	20,79	14,27
4	107,87	104,02	4,20	18,54	13,49
5	96,95	90,56	11,76	17,57	38,95
6	107,87	104,02	4,20	18,54	13,49
7	135,67	130,53	5,60	20,79	14,27
8	135,67	130,53	5,60	20,79	14,27
9	130,44	125,56	5,32	20,38	14,11
10	135,67	130,53	5,60	20,79	14,27
11	96,95	90,56	11,76	17,57	38,95
12	135,67	130,53	5,60	20,79	14,27

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
13	135,67	130,53	5,60	20,79	14,27
14	135,67	130,53	5,60	20,79	14,27
15	107,87	104,02	4,20	18,54	13,49
16	107,87	104,02	4,20	18,54	13,49
17	101,49	98,02	3,78	17,98	12,93
18	107,87	104,02	4,20	18,54	13,49
19	148,04	142,26	6,30	21,71	14,69
20	126,78	122,09	5,11	20,09	13,95
21	106,05	102,33	4,06	18,38	13,27
22	92,93	86,73	11,16	17,20	38,60
23	93,64	90,56	3,36	17,27	12,47
24	88,67	82,67	10,56	16,80	38,33
25	107,87	104,02	4,20	18,54	13,49
26	93,64	90,56	3,36	17,27	12,47
27	88,67	82,67	10,56	16,80	38,33
28	91,15	88,19	3,22	17,04	12,28
29	135,67	130,53	5,60	20,79	14,27
30	125,04	120,42	5,04	19,96	13,95
31	107,87	104,02	4,20	18,54	13,49
32	107,87	104,02	4,20	18,54	13,49
33	88,67	82,67	10,56	16,80	38,33
34	165			22,92	

Определим координаты ТП на генеральном плане:

$$X_{ТП} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \cdot \sum_{i=1}^n X_i \cdot P_{pi}, \quad (19)$$

$$Y_{ТП} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \cdot \sum_{i=1}^n Y_i \cdot P_{pi}, \quad (20)$$

где P_{pi} – электрические нагрузки, подключенные к ТП;

X_i, Y_i – координаты нагрузок P_{pi} .

Координаты ТП №82:

$$X_{ТП№82} = \frac{1}{966,48} \cdot (111,9 \cdot 334 + 125,04 \cdot 149 + 107,87 \cdot 206 + 107,87 \cdot 214 + 88,67 \cdot 157 + 107,87 \cdot 204 + 107,87 \cdot 268 + 101,49 \cdot 329 + 107,87 \cdot 319) = 204,8$$

$$Y_{ТП№82} = \frac{1}{966,48} \cdot (111,9 \cdot 380 + 125,04 \cdot 307 + 107,87 \cdot 303 + 107,87 \cdot 335 + 88,67 \cdot 400 + 107,87 \cdot 434 + 107,87 \cdot 443 + 101,49 \cdot 458 + 107,87 \cdot 248) = 365,27$$

Координаты остальных ТП рассчитаем тем же способом. Результаты расчетов представим в виде таблицы 4.

Таблица 4 – Расчетные координаты ТП на генеральном плане

№ п/п	Номер здания	Расчетная нагрузка, Sp _i	Координаты		Координаты ТП	
		<i>P_{pi}</i>	<i>X_i</i>	<i>Y_i</i>	<i>X_{ци}</i>	<i>Y_{ци}</i>
1	2	3	4	5	6	7
1	Обруч.-1/48	125,04	150	144	204,8	365,27
2	Обруч.-3	113,76	217	144		
3	Обруч.-3А	135,67	265	195		
4	Обруч.-3Б	107,87	319	248		
5	Обруч.-5	96,95	306	152		
6	Обруч.-5А	107,87	372	200		
7	Обруч.-7	135,67	401	145		
8	Обруч.-7А	135,67	436	247		
9	Обруч.-9	130,44	468	144		
10	Обруч.-9А	135,67	474	197	209,2	181,6
11	Обруч.-11	96,95	552	153		
12	Обруч.-13	135,67	639	144		
13	Обруч.-13А	135,67	628	197		
14	Обруч.-15	135,67	706	144		
15	Курч.-22	107,87	204	434		
16	Курч.-24	107,87	268	443		
17	Курч.-26	101,49	329	458		
18	Курч.-28	107,87	382	476	579,5	436
19	Курч.-30	148,04	470	454		
20	Курч.-30А	126,78	516	494		
21	Мира 49	106,05	718	211		
22	Мира 51	92,93	684	263		
23	Мира 53	93,64	667	319		
24	Мира 55	88,67	640	373		
25	Мира 57	107,87	566	388		

Продолжение таблицы 4

26	Мира 59	93,64	602	436	688,2	219,7
27	Мира 61	88,67	602	493		
28	Комсомол.-50	91,15	134	219		
29	Комсомол.-52	135,67	202	249		
30	Комсомол.-54	125,04	149	307		
31	Комсомол.-56	107,87	206	303		
32	Комсомол.-58	107,87	214	335		
33	Комсомол.-60	88,67	157	400		
34	Дет. сад№86	111,9	334	380		
35	школа№5	165	563	267		
36	Налоговая полиция	18,65	430	310		

2.2.5 Расчет нагрузки микрорайона

«Расчет нагрузки потребителей района (таблица 5) выполняется путем умножения суммы расчетных нагрузок отдельных групп однородных потребителей на коэффициент совмещения максимумов относительно наибольшей из нагрузок по формуле:

$$P_{p.m.p} = P_{p.max} + K_1 \cdot P_{p1\Sigma} + K_2 \cdot P_{p2\Sigma} + \dots + K_n \cdot P_{pn\Sigma}, \quad (21)$$

где $P_{p.max}$ – наибольшая из электрических нагрузок групп однородных потребителей, кВт;

$P_{p1\Sigma} \dots P_{pn\Sigma}$ – расчётные нагрузки остальных групп потребителей, кВт;

K_1, K_2, \dots, K_n – коэффициент участия в максимуме, учитывающий долю электрической нагрузки отдельной групп потребителей по отношению к максимуму наибольшей из расчётных нагрузок.

В нашем случае наибольшей из нагрузок является суммарная нагрузка жилых домов. Значения коэффициентов K_1, K_2, \dots, K_n указаны в [4, таблица 5.33]. Для наружного и внутриквартирного освещения $K_{мосв}=1$ » [12].

Таблица 5 –Нагрузки потребителей микрорайона с учетом коэффициента участия в максимуме

№ п/п	Наименование групп потребителей	Расчетная активная нагрузка P_{pi} , кВт	Коэффициент участия в максимуме, K_{mi}	Расчетная долевая нагрузка групп потребителей, $P_{pi\Sigma}$, кВт
1	2	3	4	5
1	Жилые дома	3683,37	0,9	3315,04
2	Маг."Толицын"	28,8	0,6	17,28
3	Парикмахерская "Цирюльня"	9	0,8	7,2
4	Маг."Гелиос"	23	0,6	13,8
5	Серв.центр "Арт. Лайф"	6,45	0,6	3,87
6	"Автомаг"	19,2	0,6	11,52
7	"Автомаркет"	22,4	0,6	13,44
8	Маг."Дружба"	50	0,6	30
9	"Маст. Художникова. Ремонт"	14,35	0,5	7,175
10	"Канц.товары"	8,4	0,6	5,04
11	Маг."Новый"	16,1	0,6	9,66
12	Аптека "Канкор"	2,15	0,7	1,505
13	Школа № 5	154,25	0,4	61,7
14	Налоговая инспекция	16,2	0,6	9,72
15	"Доктор Самарин. Медицинская реабилитация"	9,72	0,5	4,86
16	Маг. "Игрушки"	9,8	0,6	5,88
17	Парикмахерская "У Ирины"	12	0,8	9,6
18	Маг."Обжора"	20,7	0,6	12,42
19	Меб.салон"Особняк"	27,2	0,6	16,32
20	"Фотография"	26,4	0,5	13,2
21	Дет. сад № 86	108,56	0,4	43,424
22	Отд.материалы"Форум"	9,6	0,6	5,76
23	Супермаркет "Радуга"	80	0,6	48
24	Братск. гор. отд. всероссийского общ. автомобилистов	3,225	0,5	1,613
25	Маг."Бензоэлектромастер"	14	0,6	8,4
26	Стомат-гия "Левита Дент"	9	0,8	7,2
27	Аптека "36 и 6"	1,72	0,7	1,204
28	Маг."Эксклюзив"	11,2	0,6	6,72
29	Ремонт сотовых телефонов "Экспресс"	10,25	0,5	5,125
30	Центральная аптека	3,698	0,7	2,589
31	Центр "Красота и здоровье"	14,04	0,6	8,4
32	Домоуправление № 1	2,967	0,6	1,778
33	Народная кофейня	33,28	0,4	13,312

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
34	Кафе - бар	27,04	0,4	10,816
35	Маг. "Рижский стиль"	9,8	0,6	5,88
36	Остановочный павильон	7,36	0,6	4,416
37"	Внутрикв. освещение	31,872	1	31,872
ИТОГО:				3775,76

2.3 Проверка перегрузочной способности трансформаторов ТП

В трансформаторных подстанциях, предназначенных для электроснабжения городских микрорайонов, устанавливают масляные трансформаторы с двумя обмотками с системой охлаждения М.

Для всех трансформаторов, имеющих систему охлаждения М, допустимые кратковременные нагрузки находятся, в пределах, представленных в таблице 6 [1].

Таблица 6– Допустимые перегрузки трансформаторов ТП

Нагрузка относительно номинальной мощности трансформатора, о.е.	1,3	1,45	1,6	1,75	2	3
Длительность перегрузки, мин.	120	80	45	20	10	1,5

«Коэффициенты загрузки трансформаторов городских ТП в нормальном и послеаварийном режимах работы определяются по формулам:

$$K_{\text{зн}} = \frac{P_{\text{р.ТП}}}{S_{\text{тр.н}} \cdot n_{\text{тр}} \cdot \cos \varphi_2}, \quad (22)$$

$$K_{\text{зав}} = \frac{P_{\text{р.ТП}}}{S_{\text{тр.н}} \cdot (n_{\text{тр}} - 1) \cdot \cos \varphi_2}, \quad (23)$$

где $P_{\text{р.ТП}}$ – расчётная нагрузка ТП, кВт;

$S_{\text{тр.н}}$ – номинальная мощность трансформаторов ТП, кВА;

$n_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов ТП, шт;

$\cos \varphi_c$ коэффициент активной мощности микрорайона города, принимается равным 0,92» [12].

«Расчетная нагрузка ТП определяется:

$$P_{pmt} = (p_{удкв} \cdot n_{\Sigma} + 0,9 \sum_{i=1}^{n_0} P_{ci}) \cdot K_M + K_{Mi} \cdot P_{общ}, \quad (24)$$

где $P_{удкв}$ – удельная нагрузка квартир, кВт/кВ;

n_{Σ} - суммарное число квартир;

P_{ci} – силовая нагрузка, кВт;

K_{Mi} – коэффициент совмещения максимумов;

$P_{общ}$ – нагрузка общественных и коммунально-бытовых потребителей» [12].

Значение суммарной расчетной нагрузки ТП вычисляется из суммы максимальной нагрузки (жилых домов) и нагрузок остальных потребителей этой ТП, помноженных на коэффициент участия в максимуме.

Потребители, питающиеся от ТП №84 указаны в таблице 7.

Таблица 7 – Потребители ТП №84

Потребители	Расчетная нагрузка Pp, кВт
1	2
Школа №5	154,25
Ул. Мира 51	86,73
Ул. Мира 49	102,33
Ул. Обруч.13	130,53
Ул. Обруч.15	130,53
Ул. Обруч.11	90,56
Ул. Обруч.13а	130,53
Маг. "Дружба"	50
"Мастерская Художникова. Ремонт"	14,35
"Канц.товары"	8,4
Маг."Новый"	16,1
Аптека "Канкор"	2,15

Произведем расчеты относительно ТП №84, при условии ее работы в нормальном и послеаварийном режиме:

$$P_{p.ТП\#84} = (1,274 \cdot 391 + 0,9 \cdot 34,57) \cdot 0,9 + 0,6 \cdot (50 + 8,4 + 16,1) + 0,7 \cdot 2,15 + 0,4 \cdot 154,25 + 0,5 \cdot 14,35 = 591,4 \text{ кВт}$$

Отсюда:

$$K_{з\text{н}ТП \text{ №}84} = \frac{591,4}{400 \cdot 2 \cdot 0,92} = 0,803 \text{ о.е.}$$

$$K_{з\text{ав}ТП \text{ №}84} = \frac{591,4}{400 \cdot (2-1) \cdot 0,92} = 1,6 \text{ о.е.}$$

Результаты вычислений, выполненных для ТП №№82, 83, 84, 85 представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Значения коэффициентов загрузки ТП №№82, 83,84, 85

№ ТП	Количество и мощность трансформаторов Стрн, кВА	Потребители	Расчётная нагрузка ТП в норм. режиме, кВт	Загрузка трансформаторов, о.е.	
				в норм. режиме	в послеавар. режиме
1	2	3	4	5	6
82	2×400	Центральная аптека, Ремонт сот. тел. "Экспресс", Центр "Красота и здоровье", Домоуправление №1 "Народная кофейня" Кафе - бар Налоговая инспекция Детский сад №86 Комсомол.54, 56, 58, 60 Курч.22, 24, 26 Обруч.3б Аптека "36 и 6" Маг."Эксклюзив" Стомат-гия "Левита Дент"	668,79	0,909	1,81

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
83	2×400	Курч.28, 30, 30а, Мира 53,	679,5	0,923	1,84

		55, 57, 59, 61; "Доктор Самарин. Мед. реабилитация" Маг. "Игрушки" Парикмахерская "У Ирины", Маг. "Обжора" Маг. "Особняк" "Фотография" Маг. "Форум" Супермаркет "Радуга" "Брат. гор. отд. всерос. общ. автомобилистов" Маг. "Бензоэлектромастер"			
84	2×400	Школа №5; Маг. "Дружба" "Мастерская Художникова"; "Канц.товары"; Маг. "Новый"; Аптека "Канкор"; Мира 49, 51; Обруч.11, 13, 13а, 15	591,4	0,803	1,6
85	2×400	Обруч.1, 3, 3а, 5, 5а, 7, 7а, 9, 9а; Комсомол.50, 52; Павильон; Маг. "Голицын"; Парикмахерская "Цирюльня"; Серв.центр "Арт Лайф"; Маг. "Гелиос"; "Автомаг"; "Автомаркет"; Маг. "Рижский стиль"	960,3	1,304	2,6

Результаты расчетов показали, что трансформаторы ТП №№83, 85 перегружены, причем для ТП №85 рекомендуется увеличить мощность трансформаторов до 1000 кВа.

Проверка загрузки трансформаторов ТП по данным фактических замеров тока определяется:

$$S_{mn} = \sqrt{3} \cdot I_{cp} \cdot U, \quad (25)$$

«где U – напряжение на стороне НН ТП, $U=0,38$ кВ;

I_{cp} – средний ток между фазами А, В и С» [12].

$$I_{cp} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} \quad (26)$$

Определим средний ток на первой и второй системах шин ТП №82.

$$I_{cp1cu} = \frac{255,5 + 270 + 304}{3} = 276,5 A;$$

$$I_{cp2cu} = \frac{221 + 280 + 202}{3} = 234 A;$$

Следовательно,

$$S_{ТП№82} = \sqrt{3} \cdot (276,5 + 234) \cdot 0,396 = 350,15 \text{кВА};$$

$$K_{3ш} = \frac{350,15}{2 \cdot 400 \cdot 0,92} = 0,48 \text{o.e.};$$

$$K_{3ав} = \frac{350,15}{1 \cdot 400 \cdot 0,92} = 0,95 \text{o.e.}$$

Полученные результаты для ТП №№82, 83, 84, 85 замерам представим в таблице 9.

Результаты расчетов показали, что по фактическим замерам линейных токов коэффициенты загрузки ТП ниже расчетных почти в два раза, что соответствует требованиям таблицы 5.

Таблица 9 –Фактическая загруженность ТП

№ ТП	Средний ток между фазами А, В и С $I_{ср\text{Iсш/IIсш, А}}$	$S_{\text{ТП}}$, кВА	Кол-во и мощность трансформаторов $S_{\text{трн}}$, кВА	Коэффициент загрузки трансформаторов, о.е.	
				в норм. режиме $K_{\text{зн}}$	в послеавар. режиме $K_{\text{зав}}$
1	2	3	4	5	6
82	276,5/234	350,15	2×400	0,48	0,95
83	200,67/206,7	273	2×400	0,37	0,74
84	245/112,5	246,14	2×400	0,33	0,669
85	418,8/276,17	481,49	2×400	0,654	1,3

2.4 Выбор кабельных линий

Эксплуатация кабельных линий дороже воздушных, но в условиях городского микрорайона недопустимо использование воздушных линий электропередач по причине плотности застройки и ограниченного пространства, поэтому используются кабельные линии, проложенные в земле.

2.4.1 Проверка соответствия сечений питающих линий напряжением 10кВ

Линии электропередач, предназначенные для питания рассматриваемого микрорайона, выполнены с помощью алюминиевых и медных кабелей различных марок.

Схема питания потребителей по стороне выше 1000 В обозначена на рисунке 1.

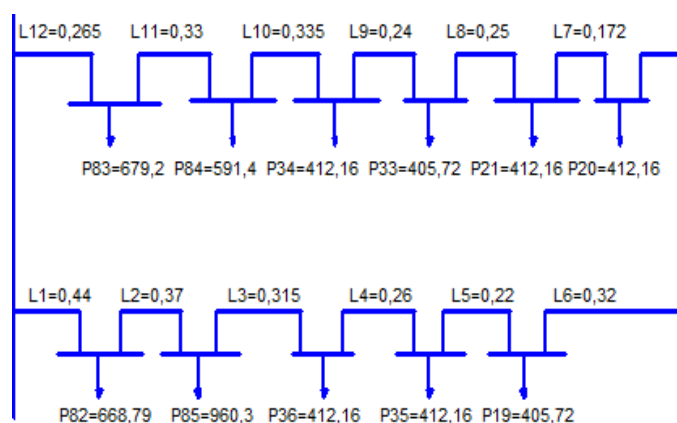


Рисунок 1– Схема питания потребителей по стороне 10 кВ

Произведем расчет мощности для участка от источника питания до ТП

№82:

$$P_{A-ТП82} = (P_{ТП82} \cdot (\ell_2 + \ell_3 + \ell_4 + \ell_5 + \ell_6 + \ell_7 + \ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) + P_{ТП85} \cdot (\ell_3 + \ell_4 + \ell_5 + \ell_6 + \ell_7 + \ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) + P_{ТП36} \cdot (\ell_4 + \ell_5 + \ell_6 + \ell_7 + \ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) + P_{ТП35} \cdot (\ell_5 + \ell_6 + \ell_7 + \ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) + P_{ТП19} \cdot (\ell_6 + \ell_7 + \ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) + P_{ТП20} \cdot (\ell_7 + \ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) + P_{ТП21} \cdot (\ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) + P_{ТП33} \cdot (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) + P_{ТП34} \cdot (\ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12}) + P_{ТП84} \cdot (\ell_{11} + \ell_{12}) + P_{ТП83} \cdot \ell_{12}) / \sum_{i=1}^{12} \ell_i \quad (27)$$

Нагрузку со стороны ТП, не участвующих в электроснабжении микрорайона определим по номинальной мощности их трансформаторов:

$$P_P = 1,4 \cdot S_{H.T.} \cdot \cos \varphi_{\Gamma} \quad (28)$$

$$P_{A-ТП82} = \frac{668,79 \cdot 3,077 + 960,3 \cdot 2,707 + 412,16 \cdot 2,392 + 412,16 \cdot 2,132 + 405,72 \cdot 1,912 + 412,16 \cdot 412,16 \cdot 1,592 + 412,16 \cdot 1,42 + 405,72 \cdot 1,17 + 412,16 \cdot 0,93 + 591,4 \cdot 0,592 + 679,5 \cdot 0,256}{3,517} = 2820,92 \text{ кВт}$$

$$P_{A-ТП83} = \frac{679,5 \cdot 3,252 + 591,4 \cdot 2,922 + 412,16 \cdot 2,587 + 405,72 \cdot 2,347 + 412,16 \cdot 2,097 + 412,16 \cdot 1,925 + 405,72 \cdot 1,605 + 412,16 \cdot 1,385 + 412,16 \cdot 1,125 + 960,3 \cdot 0,81 + 668,79 \cdot 0,44}{3,517} = 2949,05 \text{ кВт}$$

Выполним расчет распределения мощности для других участков цепи для определения участка с наименьшей нагрузкой и точки потокораздела:

$$P_{111} = P_{A-ТП83} - P_{83} = 2269,55 \text{ кВт}$$

$$P_{110} = P_{111} - P_{84} = 1678,15 \text{ кВт}$$

$$P_{19} = P_{110} - P_{34} = 1265,99 \text{ кВт}$$

$$P_{18} = P_{19} - P_{33} = 860,27 \text{ кВт}$$

$$P_{17} = P_{18} - P_{21} = 448,11 \text{ кВт}$$

$$P_{16} = P_{17} - P_{20} = 35,95 \text{ кВт}$$

$$P_{15} = P_{16} - P_{19} = -369,77 \text{ кВт}$$

$$P_{14} = P_{15} - P_{35} = -781,93 \text{ кВт}$$

$$P_{13} = P_{14} - P_{36} = -1194,09 \text{ кВт}$$

$$P_{12} = P_{13} - P_{85} = -2154,39 \text{ кВт}$$

Расчеты показали, что наименьшее значение мощности на участке от ТП №19 до ТП №20, поэтому размыкаем этот участок на ТП №20 (рисунок 2).

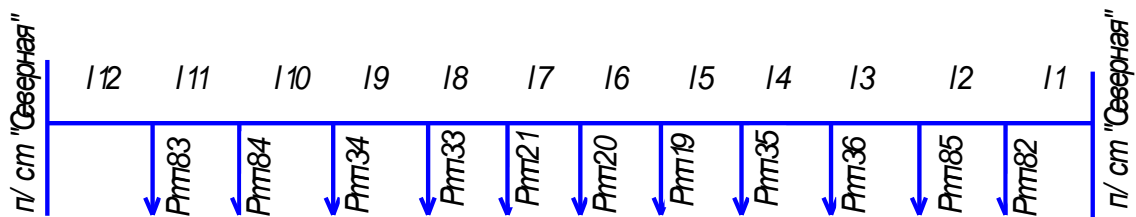


Рисунок 2– Схема замещения распределительной сети в нормальном режиме

Определим распределение мощности при разомкнутом участке от ТП №19 до ТП №20:

$$P_{11} = P_{82} + P_{85} + P_{36} + P_{35} + P_{19} + P_{20} = 3271,29 \text{ кВт}$$

$$P_{12} = P_{85} + P_{36} + P_{35} + P_{19} + P_{20} = 2602,5 \text{ кВт}$$

$$P_{13} = P_{36} + P_{35} + P_{19} + P_{20} = 1642,2 \text{ кВт}$$

$$P_{14} = P_{35} + P_{19} + P_{20} = 1230,04 \text{ кВт}$$

$$P_{15} = P_{19} + P_{20} = 817,88 \text{ кВт}$$

$$P_{16} = P_{20} = 412,16 \text{ кВт}$$

$$P_{17} = 0 \text{ кВт}$$

$$P_{18} = P_{21} = 412,16 \text{ кВт}$$

$$P_{19} = P_{33} + P_{21} = 817,88 \text{ кВт}$$

$$P_{110} = P_{34} + P_{33} + P_{21} = 1230,04 \text{ кВт}$$

$$P_{111} = P_{84} + P_{34} + P_{33} + P_{21} = 1821,44 \text{ кВт}$$

$$P_{112} = P_{83} + P_{84} + P_{34} + P_{33} + P_{21} = 2501,38 \text{ кВт}$$

Послеаварийным режимом для петлевой схемы считается такой режим, при котором питание всей сети осуществляется от одного из источников, то есть обрыв питающих участков петлевой схемы, то есть обрыв линий l_1 и l_{12} (рисунок 3).

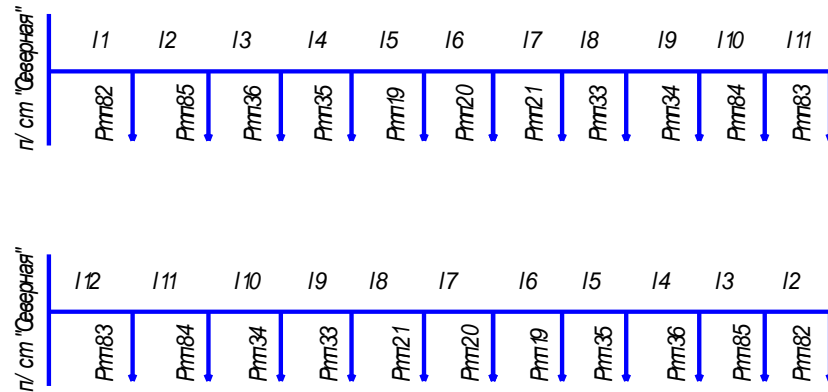


Рисунок 3– Схемы замещения сети 10 кВ при обрыве питающих участков

Найдем значение мощностей на остальных участках линий при обрыве участка l_1 (ТП82 – п/с):

$$P_{112} = P_{83} + P_{84} + P_{34} + P_{33} + P_{21} + P_{20} + P_{19} + P_{35} + P_{36} + P_{85} + P_{82} = 5772,23 \text{ кВт}$$

$$P_{111} = P_{112} - P_{83} = 5092,73 \text{ кВт}$$

$$P_{110} = P_{111} - P_{84} = 4501,33 \text{ кВт}$$

$$P_{19} = P_{110} - P_{34} = 4089,17 \text{ кВт}$$

$$P_{18} = P_{19} - P_{33} = 3683,45 \text{ кВт}$$

$$P_{17} = P_{18} - P_{21} = 3271,29 \text{ кВт}$$

$$P_{16} = P_{17} - P_{20} = 2859,13 \text{ кВт}$$

$$P_{15} = P_{16} - P_{19} = 2453,41 \text{ кВт}$$

$$P_{14} = P_{15} - P_{35} = 2041,25 \text{ кВт}$$

$$P_{13} = P_{14} - P_{36} = 1629,09 \text{ кВт}$$

$$P_{12} = P_{13} - P_{85} = P_{82} = 668,79 \text{ кВт}$$

Найдем значение мощностей на остальных участках линий при обрыве участка l_{12} (ТП83 – п/с):

$$P_{11} = P_{82} + P_{85} + P_{36} + P_{35} + P_{19} + P_{20} + P_{21} + P_{33} + P_{34} + P_{84} + P_{83} = 5772,23 \text{ кВт}$$

$$P_{12} = P_{11} - P_{82} = 5103,44 \text{ кВт}$$

$$P_{13} = P_{12} - P_{85} = 4143,14 \text{ кВт}$$

$$P_{14} = P_{13} - P_{36} = 3730,98 \text{ кВт}$$

$$P_{15} = P_{14} - P_{35} = 3318,82 \text{ кВт}$$

$$P_{16} = P_{15} - P_{19} = 2913,1 \text{ кВт}$$

$$P_{17} = P_{16} - P_{20} = 2500,94 \text{ кВт}$$

$$P_{18} = P_{17} - P_{21} = 2088,78 \text{ кВт}$$

$$P_{19} = P_{18} - P_{33} = 1683,06 \text{ кВт}$$

$$P_{110} = P_{19} - P_{34} = 1270,9 \text{ кВт}$$

$$P_{111} = P_{110} - P_{84} = P_{83} = 679,5 \text{ кВт}$$

В данной схеме присутствуют потребители, не имеющие отношения к электроснабжению микрорайона. Для них вычисления выполнять не будем.

«Расчётное значение тока на участке сети в нормальном режиме определяется по формуле:

$$I_{pi} = \frac{P_{pli}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi_L \cdot \eta_T}, \quad (29)$$

где P_{pli} – расчётная нагрузка на участке в нормальном режиме, кВт;

U_H – номинальное напряжение линии, для всех участков $U_H = 10$ кВ;

$\cos \varphi_L$ – коэффициент мощности линии, принимаемый по [2] равным 0,92;

η_T – коэффициент полезного действия трансформатора, равный 0,96 о.е.» [4].

«Расчётное значение токов на участке сети в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{pavi} = \frac{P_{pavi}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi_l}, \quad (30)$$

где P_{pavi} – расчётная нагрузка на участке в послеаварийном режиме, кВт.» [4].

Длина участка линии $l_3 = 0.315 \text{ км}$. В нормальном режиме нагрузка на кабельной линии $P_{l3} = 1642,2 \text{ кВт}$.

Расчётное значение тока в нормальном режиме работы на участке l_3 составит:

$$I_{pн} = \frac{1642,2}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,92 \cdot 0,96} = 107,35 \text{ А}$$

Расчётное значение тока в послеаварийном режиме работы на участке l_3 составит:

$$I_{pав} = \frac{4143,14}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,92} = 260,31 \text{ А}$$

«Определим сечение кабельной линии по экономической плотности тока для нормального режима:

$$F = \frac{I_{pн}}{j_3}, \quad (31)$$

где j_3 – нормированное значение экономической плотности тока, принимается для кабелей с бумажной изоляцией и медными жилами и равно 2,5» [15].

$$F = \frac{107,35}{2,5} = 42,94 \text{ мм}^2$$

По ближайшему значению выберем сечение жил трехжильного кабеля 50 мм² [1, таблица 1.3.13].

«Условие длительного нагрева кабеля имеет вид:

$$K_n \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{рн}}, \quad (32)$$

где K_n – коэффициент, учитывающий условия прокладки кабелей, выбирается [5, таблица 6];

$I_{\text{доп}}$ – допустимый по нагреву ток для искомого сечения, А.» [4].

Тогда значение допустимого тока:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{107,35}{0,87} = 123,4 \text{ А}$$

По табл. 1.3.13 [1] ближайшее большее значение – 150А, что соответствует сечению токопроводящей жилы 35 мм².

«Условие длительного нагрева кабеля в аварийном режиме имеет вид:

$$K_n \cdot K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп.ав}} \geq I_{\text{р.ав}}, \quad (33)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки кабельной линии, на период ликвидации послеаварийного режима» [4].

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{260,31}{0,87 \cdot 1,3} = 230,1 \text{ А}$$

По табл. 1.3.13 [1] ближайшее большее значение допустимого тока – 265А, что соответствует сечению токопроводящей жилы 95 мм².

«Термически устойчивое сечение кабельной линии по нагреву током КЗ определяется по формуле:

$$F_{\min} = \frac{I_{\infty}}{C_T} \cdot \sqrt{t_{np}}, \quad (34)$$

где I_{∞} – установившееся значение тока трёхфазного КЗ в точке, где ток короткого замыкания имеет наибольшее значение, А;

C_T – тепловой импульс, принимается равным для кабелей с медными жилами $165 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$;

t_{np} – приведённое время КЗ, принимается равным 0,5 с.» [6].

$$F_{\min} = \frac{3440}{165} \cdot \sqrt{0,5} = 14,742 \text{ мм}^2$$

Сечение кабеля трехжильного будет равно 16 мм^2 , если округлить до значения ближе к стандартному.

С экономической точки зрения выгоднее всего добавить кабель марки СБ80 сечением $3 \times 50 \text{ мм}^2$, т.к. на участке l_3 проложен кабель такой же марки.

«Произведем проверку выбранного сечения по допустимой потере напряжения в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_H} \cdot I_L \cdot l \cdot (r_{y\partial} \cdot \cos \varphi_L + x_{y\partial} \cdot \sin \varphi_L), \quad (35)$$

где U_H – номинальное напряжение линии, В;

I_L – значение тока в нормальном или послеаварийном режиме работы линии, А;

l – длина линии участка, км;

$r_{y\partial}, x_{y\partial}$ – удельные активное и реактивное сопротивления линии, принимаются для кабельной линии, Ом/км;

$\cos \varphi_L, \sin \varphi_L$ – коэффициенты мощности линии на участке» [4].

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{10000} \cdot 107,35 \cdot 0,315 \cdot \left(\frac{0,4 \cdot 0,96}{2} + \frac{0,062 \cdot 0,28}{2} \right) = 0,117 \%$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{10000} \cdot 260,31 \cdot 0,315 \cdot \left(\frac{0,4 \cdot 0,96}{2} + \frac{0,062 \cdot 0,28}{2} \right) = 0,283 \%$$

Для распределительной сети 6-35 кВ $\Delta U_{\text{дон}} \leq 6\%$ в нормальном режиме, и $\Delta U_{\text{дон}} \leq 10\%$ в послеаварийном режиме. Выбранный кабель соответствует требованиям.

Для участка кабельной линии l_3 принимаем 2 кабеля СБ80 сечением $3 \times 50 \text{ мм}^2$. Расчёт сечений и проверку кабеля на соответствие требованиям для остальных линий рассчитываем тем же методом. Полученные результаты расчётов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Сечение КЛ-10 кВ

Участок КЛ	Фактические данные		Расчётные данные			Расчётное сечение, мм ²								
	Марка КЛ	Длина, км	Мощность в норм. режиме, Pp, кВт	Знач.тока в норм.режиме, А	Знач. тока в послеавар.режиме, А	По экон. плотности тока		По доп. нагреву		По терм. стойкости токам КЗ (кабель)		По потере напряжения		Принятое сечение
						jэ, А/мм ²	F, мм ²	в норм. реж.	в послеавар. реж.	I", кА	F, мм ²	в норм. реж., %	в послеавар. реж., %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП№36-85	СБ 10(3x50)	0,315	1642,2	107,35	107,35	1,4	50	35	2x50	3,44	16	2x50	2x50	2x50
ТП№85-82	АСБ 10(3x70+3x95)	0,37	2602,5	170,32	170,32	1,4	50	95	70 + 95	3,76	50	70 + 95	70 + 95	70 + 95
п/с-ТП№82	ААШВ 10(3x95)	0,44	3271,29	214,09	214,09	1,4	50	95	120	4,19	70	95	120	120
ТП№34-84	СБ 10(3x70)	0,335	1230,04	80,5	80,5	1,4	50	50	2x50	3,7	50	70	70	70
ТП№84-83	ААБ 10(3x70)	0,33	1821,44	119,2	119,2	1,4	50	50	2x70	3,92	50	70	70	70
п/с-ТП№83	ААШВ 10(3x95)	0,265	2501,38	163,7	163,7	1,4	50	95	120	4,67	70	95	120	120

2.4.2 Проверка кабельных линий низкого напряжения

Питание потребителей от РУ-0,4 кВ обеспечено кабельными линиями с алюминиевыми жилами различных марок.

«Величина тока, протекающего по проводнику в нормальном режиме, вычисляется по формуле:

$$I_{pn} = \frac{S_{pni}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n}, \quad (36)$$

где S_{pni} – расчётная нагрузка потребителей электроэнергии, подключенных к данной линии (таблицы 1 и 2) кВА;

U_H – напряжение сети низкого напряжения, $U_H = 0,38$ кВ;

n – количество кабельных линий, подведенных потребителю» [3].

Проверочные расчеты выполним для кабельной линии, питающей участок от ТП№84 до жилого дома №51 по улице Мира.

Потребители данного участка КЛ, это жилой дом № 51, магазин «Новый» и аптека «Канкор» Суммарная нагрузка потребителей электроэнергии 114,96 кВА. Величина расчетного тока при работе в номинальном режиме:

$$I_{pn} = \frac{114,96}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 2} = 87,42 \text{ А}$$

«Величина тока в послеаварийном режиме вычисляется по формуле:

$$I_{pav} = \frac{0,9 \cdot S_{pni}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{av}}, \quad (37)$$

где n_{av} – число кабельных линий, работающих в аварийном режиме» [3].

$$I_{рав} = \frac{0,9 \cdot 114,96}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 157,48 \text{ A}$$

По значению $I_{рав}$ выбираем ток плавких вставок защитных предохранителей, исходя из условия:

$$I_{\epsilon} \geq I_{рав} \quad (38)$$

Для данной КЛ подбираем предохранитель типа ПН-250 с $I_B=250 \text{ A}$,

$$250 \geq 157,48$$

Сечение КЛ выбираем по значению I_{ϵ} , для кабелей с бумажной изоляцией так как коэффициент защиты $K_{защ} = 1$ [3]. Согласно [1] значению тока $I_{\epsilon} = 250 \text{ A}$ соответствует кабельная линия с четырьмя алюминиевыми жилами сечением 50 мм^2 .

Величина допустимого тока по условию длительного нагрева кабельной линии в условиях нормального режима:

$$I_{дон} = \frac{87,42}{0,9} = 97,13 \text{ A}$$

Величина допустимого тока по условию длительного нагрева кабельной линии в условиях послеаварийного режима, с учетом коэффициента перегрузки КЛ на период ликвидации аварии, и поправочного коэффициента, учитывающего условия прокладки линии, вычисляется из условия:

$$I_{дон} \cdot K_n \cdot K_{пер} \geq I_{рав} \quad (39)$$

$$I_{дон} = \frac{157,48}{0,9 \cdot 1,3} = 134,6 \text{ A}$$

По полученным данным, округлив до ближайшего большего сечения, подбираем КЛ с алюминиевыми жилами $4 \times 50 \text{ мм}^2$ с $I_{дон} = 140 \text{ А}$.

По условиям безопасности, необходимо проверить кабельную линию на надежность срабатывания выбранного защитного аппарата, в нашем случае предохранителя, при протекании по линии однофазного тока КЗ [12]. Для расчета тока однофазного КЗ необходимо составить расчетную схему и схему замещения для данного участка линии (рисунок 4).

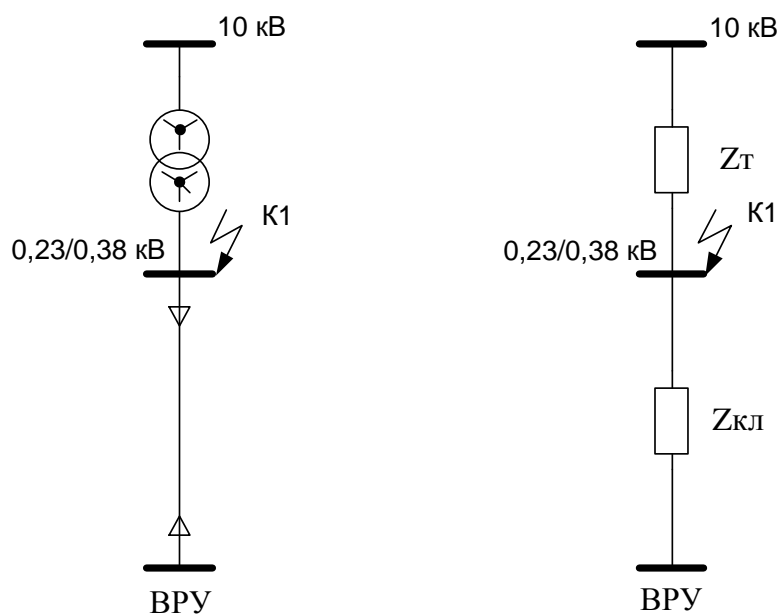


Рисунок 4 – Расчетная схема и схема замещения для расчета тока однофазного КЗ

«Формула для расчета тока однофазного КЗ имеет вид:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_{Tp}/3 + Z_{пт}}, \quad (40)$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети, $U_\phi = 230 \text{ В}$;

Z_{Tp} – полное сопротивление трансформатора, установленного на ТП, Ом;

$Z_{\text{ПТ}}$ – сопротивление петли фазный-нулевой провод линии, определяемое по уравнению:

$$Z_{\text{ПТ}} = Z_{\text{ПТ.уд}} \cdot l \quad (41)$$

где $Z_{\text{ПТ.уд}}$ – полное удельное сопротивление петли фаза-нуль принимаемое [22, таб. П 2.2.], Ом/км;

l – длина линии участка сети, км» [22].

Произведем расчет для КЛ, выбранной по току плавкой вставки $I_g = 250\text{А}$:

$$Z_{\text{ПТ}} = 1,06 \cdot 0,06 = 0,0636\text{Ом}$$

Значение тока однофазного КЗ будет равно:

$$I_K^{(1)} = \frac{230}{0,19/3 + 0,0636} = 1825\text{А}$$

«Условие надежного защитного отключения защитным аппаратом обеспечивается, если:

$$K_{z(l)} \cdot I_g \leq I_K^{(1)}, \quad (42)$$

где $K_{z(l)}$ – кратность тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току защитного аппарата.» [5].

В соответствии с [4,5] условие выполняется, если значение $K_{z(l)}$ будет не менее 3.

Из этого следует, что:

$$3 \cdot 250 = 750 \text{ A} < 1825 \text{ A}.$$

Условие выполняется, но по предыдущим расчетам видно, что можно выбрать КЛ с меньшим сечением и соответственно меньшей стоимостью.

Уменьшим значение номинального тока плавкой вставки защитного предохранителя $I_g = 200 \text{ A}$, которому соответствует КЛ с четырьмя алюминиевыми жилами сечением 50 мм^2 .

Произведем расчет для КЛ, выбранной по току плавкой вставки $I_g = 200 \text{ A}$:

Для участка линии от ТП№84 до жилого дома№51 по ул. Мира:

$$Z_{nm} = 1,48 \cdot 0,06 = 0,088 \text{ Ом}$$

Значение тока однофазного КЗ будет равно:

$$I_K^{(1)} = \frac{230}{0,19/3 + 0,088} = 1523 \text{ A}$$

$$3 \cdot 200 = 600 \text{ A} < 1523 \text{ A}.$$

Условие защитного отключения выполняется. Окончательно выбираем для питания потребителей от ТП№84 до жилого дома №51 по улице Мира кабельную линию марки АВБбШВ сечением жил $4 \times 50 \text{ мм}^2$.

Для остальных КЛ вычисления выполняются в том же порядке. Пример вычислений для КЛ ТП№83 и ТП№84 представим в таблице 11 и таблице 12.

Таблица 11 – Сечения кабельных линий 0,4 кВ

Наименование линии	Фактические данные			Расчётные данные							
				Перед. мощн. S_p , кВА	Знач. тока на участке в норм. режиме I_p, A	Знач. тока на участке в авар. режиме $I_{pАв}, A$	Кол-во и Тип устанавливаемого предохран./Ток плав. вставки	Выбр. сеч. по согл. с раб. защиты mm^2	По допустимому нагреву mm^2		Принятое сечение, mm^2
	Кол-во линий	Марка и сечение кабеля	Кол-во и Тип устного предохран.						в норм. режиме	в авар. режиме	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП№83- Мира 57	2	АПВБ 3×50	ПН-400 ПН-250	223,366	169,88	305,79	2×ПН-250/200	3×50+1×35	3×35+1×25	3×50+1×35	3×50+1×35
ТП№83-Мира 57 - Мира 53	2	ААБ 3×95	ПН-400 ПН-250	93,64	71,22	128,2	2×ПН-250/200	3×70+1×50	3×25+1×16	3×35+1×25	3×70+1×50
ТП№83- Курчатова 30а	2	АПВБ 3×50+1×25	2×ПН-250	245,596	186,79	336,228	2×ПН-400/400	3×185+1×150	3×120+1×95	3×150+1×120	3×185+1×150
ТП№83 - Мира 55	2	АВВБ 3×35+1×16	2×ПН-250	126,3	96,06	172,92	2×ПН-250/200	3×50+1×35	3×35+1×25	3×50+1×35	3×50+1×35
ТП№83- Мира 59	2	ААБ 3×95	ПН-400 ПН-250	256,56	195,13	351,23	2×ПН-400/400	3×185+1×150	3×95+1×70	3×150+1×120	3×150+1×120
ТП№83- Мира 59 - Мира 61	2	АПВБ 3×35+1×16	ПН-400 ПН-250	99,32	75,54	135,97	2×ПН-250/200	3×50+1×35	3×35+1×25	3×50+1×35	3×50+1×35
ТП№83- Курчатова 30	2	АСБ 3×120	2×ПН-400	216,61	194,41	349,93	2×ПН-400/400	3×185+1×150	3×95+1×70	3×150+1×120	3×185+1×150
ТП№83 – Курчатова 30 - Курчатова 28	2	АПВБ 3×50+1×25	2×ПН-400	107,87	82,04	147,67	2×ПН-250/200	3×70+1×50	3×35+1×25	3×50+1×35	3×50+1×35
ТП№84- Мира 51	2	АВБШВ 4×50	ПН-400 ПН-250	114,96	87,42	157,48	2×ПН-250/200	4×70	4×50	4×50	4×50
ТП№84- Обручева 15	2	ААБ 3×95	2×ПН-250	285,7	217	390,67	2×ПН-400/400	3×150+1×120	3×95+1×70	3×150+1×120	3×150+1×120
ТП№84- Обручева 15 - Обручева 13	2	ААБ 3×95	2×ПН-250	133,1	101,11	182	2×ПН-250/200	3×50+1×35	3×25+1×16	3×50+1×35	3×50+1×35
ТП№84 - Мира 49	2	АПВБ 3×50+1×25	2×ПН-400	113	85,84	154,52	2×ПН-250/200	3×70+1×50	3×50+1×35	3×70+1×50	3×70+1×50

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП№84 - школа №5	2	АПВБ 3×70+1×25	2×ПН-250	165	62,67	112,8	2×ПН-250/200	3×70+1×50	3×25+1×16	3×50+1×35	3×70+1×50
ТП№84 - Обручева 13а	2	ААБ 3×95	2×ПН-250	231,8	176	316,97	2×ПН-400/400	3×150+1×120	3×95+1×70	3×120+1×95	3×150+1×120
ТП№84 - Обручева 13а - Обручева 11	2	АПВБ 3×50+1×25	2×ПН-250	98,7	74,98	134,96	2×ПН-250/200	3×50+1×35	3×25+1×16	3×50+1×35	3×50+1×35
ТП№84-Маг. «Дружба»	2	АВБШВ 4×120	2×ПН-400	62,5	47,48	85,46	2×ПН-250/100	4×50	4×16	4×35	4×50

Примечание: на линиях ТП№83 – Мира 57 и ТП№84 – школа №5 в одной траншее проложено по 2 кабеля.

Таблица 12 – Однофазный ток КЗ кабельных линий

Наименование линии	Сечение участка, мм ²	Тип устанавливаемого предохранителя/ Ток плавкой вставки	Длина участка км	Полное сопротивление петли фаза-нуль	Параметры трансформатора		Значение тока $I_k^{(1)}$, А	Кз(1) I_b , А	Принимаемое сечение, мм ²
				Z_p , Ом	Стр, кВА	Z_T , Ом			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП№83- Мира 57	3×50+1×35	2×ПН-250/200	0,055	0,099	2×400	0,19	1419,8	600	3×50+1×35
ТП№83- Мира 57 - Мира 53	3×70+1×50	2×ПН-250/200	0,185	0,235	2×400	0,19	771,81	600	3×70+1×50
ТП№83-Курчатова 30а	3×185+1×150	2×ПН-400/400	0,185	0,094	2×400	0,19	1465	1200	3×185+1×150
ТП№83 - Мира 55	3×50+1×35	2×ПН-250/200	0,145	0,261	2×400	0,19	676,47	600	3×50+1×35
ТП№83- Мира 57	3×50+1×35	2×ПН-250/200	0,055	0,099	2×400	0,19	1419,8	600	3×50+1×35

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП№83- Мира 59	3×150+1×120	2×ПН-400/400	0,11	0,057	2×400	0,19	1916,7	1200	3×150+1×120
ТП№83- Мира 59 - Мира 61	3×50+1×35	2×ПН-250/200	0,12	0,216	2×400	0,19	824,37	600	3×50+1×35
ТП№83-Курчатова 30	3×185+1×150	2×ПН-400/400	0,115	0,058	2×400	0,19	1900	1200	3×185+1×150
ТП№83 Курчатова 28	3×50+1×35	2×ПН-250/200	0,1	0,18	2×400	0,19	946,5	600	3×50+1×35
ТП№84- Мира 51	4×70	2×ПН-250/200	0,06	0,0636	2×400	0,19	1523	600	4×50
ТП№84- Обручева 15	3×150+1×120	2×ПН-400/400	0,09	0,046	2×400	0,19	2110,1	1200	3×150+1×120
ТП№84-Обручева 15 - Обручева 13	3×50+1×35	2×ПН-250/200	0,085	0,153	2×400	0,19	1064	600	3×50+1×35
ТП№84 - Мира 49	3×70+1×50	2×ПН-250/200	0,08	0,101	2×400	0,19	1493,5	600	3×70+1×50
ТП№84 - школа №5	3×70+1×50	2×ПН-250/200	0,39	0,495	2×400	0,19	412,18	600	3×70+1×50
ТП№84 -Обручева 13а	3×150+1×120	2×ПН-400/400	0,095	0,049	2×400	0,19	2053,6	1200	3×150+1×120
ТП№84 - Обручева 13а - Обручева11	3×50+1×35	2×ПН-250/200	0,09	0,162	2×400	0,19	1022,2	600	3×50+1×35
ТП№84 -Маг. «Дружба»	4×50	2×ПН-250/100	0,39	0,577	2×400	0,19	359,37	300	4×50

3 Проверка защитной и коммутационной аппаратуры

Кабельные линии, защитная и коммутационная аппаратура и другие элементы сети, должны сохранить способность устойчивой работы, как в нормальном, так и в послеаварийном режиме. Для правильного выбора этих элементов сети необходимо знать, какие токи будут протекать через них, в нормальном и послеаварийном режиме. Поскольку рассматриваемая нами схема содержит два класса напряжения, то необходимо произвести расчет значений токов КЗ для обоих классов напряжения. Расчет однофазных токов КЗ на линиях напряжением 0,4 кВ был произведен ранее, следовательно, необходимо произвести расчет токов короткого замыкания на стороне 10 кВ.

3.1 Расчет токов короткого замыкания на стороне 10 кВ

Расчет токов короткого замыкания начинается с составления схем: расчетной и схемы замещения.

Расчетная схема электроснабжения составляется на основе однолинейной схемы электроустановки. В нее вносятся все составляющие, способные оказать воздействие на значение тока КЗ, а также параметры составляющих элементов. Здесь же должны быть обозначены точки КЗ, в них рассчитывается величина тока КЗ.

Схема замещения составляется на основе расчетной схемы, части которой заменяются активными и индуктивными сопротивлениями. Расчетная схема замещения представлена на рисунке 5.

Сопротивления всех элементов выражаются в относительных единицах и приведены к базисной мощности и среднему напряжению, которые равны $S_{\sigma} = 1000 \text{ MVA}$, $U_{ch} = 10,5 \text{ кВ}$.

Зная значение трехфазного тока КЗ на шинах п/с 110 кВ, которое равняется 14,11 кА, можем определить сопротивление системы.

«Сопротивление системы определяется по формуле» [22]:

$$X_C = \frac{S_{\phi}}{S''_{KC}}, \quad (43)$$

где $S''_{KC} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}$ (44)

$$X_C = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 14,11} = 3,897 \text{ о.е.}$$

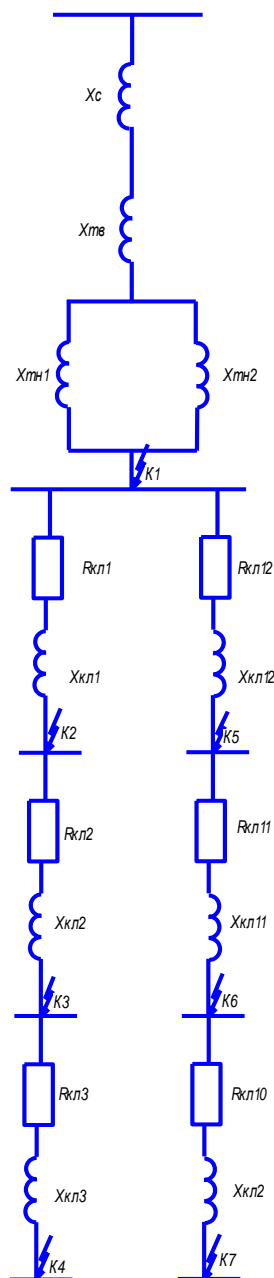


Рисунок 5. Расчётная схема замещения

«Значение базисного тока может быть определено по формуле:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (45)$$

где $I_{\bar{o}}$ – базисный ток, кА;

$S_{\bar{o}}$ – базисная мощность, МВА» [22].

$$I_{\bar{o}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА};$$

«Индуктивное сопротивление кабельных линий определим по выражению:

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}, \quad (46)$$

где $x_{y\partial}$ – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км.» [7].

«Активное сопротивление кабельных линий определим по выражению:

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}, \quad (47)$$

где $r_{y\partial}$ – удельное активное сопротивление линии, Ом/км» [7].

«Полное сопротивление кабельных линий определяется по выражению» [7]:

$$Z_{Л} = \sqrt{R_{Л}^2 + X_{Л}^2} \quad (48)$$

Для линии от п/с до ТП №82:

$$X_{л} = 0,083 \cdot 0,44 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,331 \text{ о.е.},$$

$$R_{л} = 0,326 \cdot 0,44 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,301 \text{ о.е.},$$

$$Z_{л} = \sqrt{1,301^2 + 0,331^2} = 1,342 \text{ о.е.}$$

Для линии от ТП №82 до ТП №85:

$$X_{л} = 0,086 \cdot 0,37 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,288 \text{ о.е.},$$

$$R_{л} = 0,443 \cdot 0,37 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,487 \text{ о.е.},$$

$$Z_{л} = \sqrt{1,487^2 + 0,288^2} = 1,514 \text{ о.е.}$$

Для линии от ТП №85 до ТП №36:

$$X_{л} = 0,09 \cdot 0,315 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,257 \text{ о.е.},$$

$$R_{л} = 0,37 \cdot 0,315 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,057 \text{ о.е.},$$

$$Z_{л} = \sqrt{1,057^2 + 0,257^2} = 1,333 \text{ о.е.}$$

Для линии от п/с до ТП №83:

$$X_{л} = 0,083 \cdot 0,265 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,199 \text{ о.е.},$$

$$R_{л} = 0,326 \cdot 0,265 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,784 \text{ о.е.},$$

$$Z_{л} = \sqrt{0,784^2 + 0,199^2} = 0,901 \text{ о.е.}$$

Для линии от ТП №83 до ТП №84:

$$X_{л} = 0,086 \cdot 0,33 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,257 \text{ о.е.},$$

$$R_{л} = 0,443 \cdot 0,33 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,326 \text{ о.е.},$$

$$Z_{л} = \sqrt{1,326^2 + 0,257^2} = 1,350 \text{ о.е.}$$

Для линии от ТП №84 до ТП №34:

$$X_{л} = 0,086 \cdot 0,335 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,261 \text{ о.е.},$$

$$R_{л} = 0,26 \cdot 0,335 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,79 \text{ о.е.},$$

$$Z_{л} = \sqrt{0,79^2 + 0,261^2} = 0,832 \text{ о.е.}$$

На п/с установлен трансформатор марки ТРДН-25000/110/10, данный трансформатор имеет расщепленную обмотку на стороне низкого напряжения.

«Определим сопротивление трансформатора:

$$X_{ТН} = 1,75 \frac{U_{кВ-Н}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Тном}}; \quad (49)$$

$$X_{ТВ} = 0,125 \frac{U_{кВ-Н}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Тном}}; \quad (50)$$

где $U_{кВ-Н}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН-НН и НН1-НН2 принимаем по [12], %;

$S_{Тном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА» [19].

Сопротивление обмоток высокого и низкого напряжения:

$$X_{TB} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,525 \text{ o.e.}$$

$$X_{TH} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35 \text{ o.e.}$$

«Рассчитаем токи короткого замыкания.

Для точки КЗ К1 эквивалентное сопротивление определяется, как» [23]:

$$Z_{\Sigma K1} = X_C + X_{TB} + X_{TH} \quad (51)$$

$$Z_{\Sigma K1} = 3,897 + 0,525 + 7,35 = 11,772 \text{ o.e.}$$

«Значение сверхпереходного тока трехфазного КЗ в точке К1 определяется, как» [23]:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{I_b}{Z_{\Sigma K1}} \quad (52)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{54,99}{11,772} = 4,671 \text{ кА}$$

«Значение ударного тока КЗ в точке К1 определяется, как» [23]:

$$I_{y0} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1}^{(3)}, \quad (53)$$

«где K_y – значение ударного коэффициента для времени $t=0,01\text{с}$ » [7].

$$I_{y0} = 1,86 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,671 = 12,29 \text{ кА}$$

«Так как наибольшее действующее значение полного трехфазного КЗ в точке К1, то» [23]:

$$I_y = I'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} \quad (54)$$

$$I_y = 4,671 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,86 - 1)^2} = 7,355 \text{ кА}$$

Для остальных точек расчет проводится по той же методике, результаты расчетов для точек К1 – К7 отражены в таблице 13.

Таблица 13 – Ток КЗ на стороне 10 кВ

Точка КЗ	$I''_{кз}$, кА	$I_{уд}$, кА	I_y , кА
К1	4,671	12,291	7,355
К2	4,193	11,031	6,604
К3	3,76	9,891	5,922
К4	3,44	9,042	5,416
К5	4,34	11,416	6,833
К6	3,921	10,314	6,171
К7	3,7	9,732	5,823

3.2 Проверка аппаратов распределительных устройств ТП напряжением 10 кВ

Все аппараты, изоляторы и токопроводящие устройства должны проверяться по условиям продолжительного режима работы и по условиям короткого замыкания. По условиям продолжительного режима работы выбираются номинальный ток и номинальное напряжение оборудования.

По режиму КЗ выполняется проверка:

- на коммутационную способность;
- термическую стойкость;
- электродинамическую стойкость.

3.2.1 Проверка выключателей нагрузки

На рисунке 6 представлен выключатель нагрузки. С помощью выключателей нагрузки выполняется отключение и включение токов электроустановки в нормальном режиме, они предназначены для отключения при возникновении тока КЗ. Номинальный ток отключения аппаратов, как правило, не превышает их номинального тока, поэтому на коммутационную

способность выключатели нагрузки проверяют по условию значения тока послеаварийного режима. Для защиты присоединений в этом случае служат предохранители с плавкой вставкой, перегорающие при протекании по ней тока КЗ.



Рисунок 6 – Выключатель нагрузки

Результаты проверки выключателей нагрузки представлены в таблице 14. При проверке выключателей нагрузки сравнивались параметры работы присоединения, на котором выключатель нагрузки был установлен с паспортными данными.

3.2.2 Проверка разъединителей

Для распределительных устройств напряжением выше 1000 В наиболее характерна установка разъединителей внутренней установки.

На коммутационную способность разъединители не проверяют, проверка на термическую и электродинамическую стойкость производится по уровню тока КЗ в точке установки аппарата. Рассматриваемые разъединители РВЗ-10/400 (рисунок 7) в своей конструкции имеют заземляющие ножи, которые включаются после снятия напряжения с

токоведущих частей электроустановки, для обеспечения безопасности работающих.

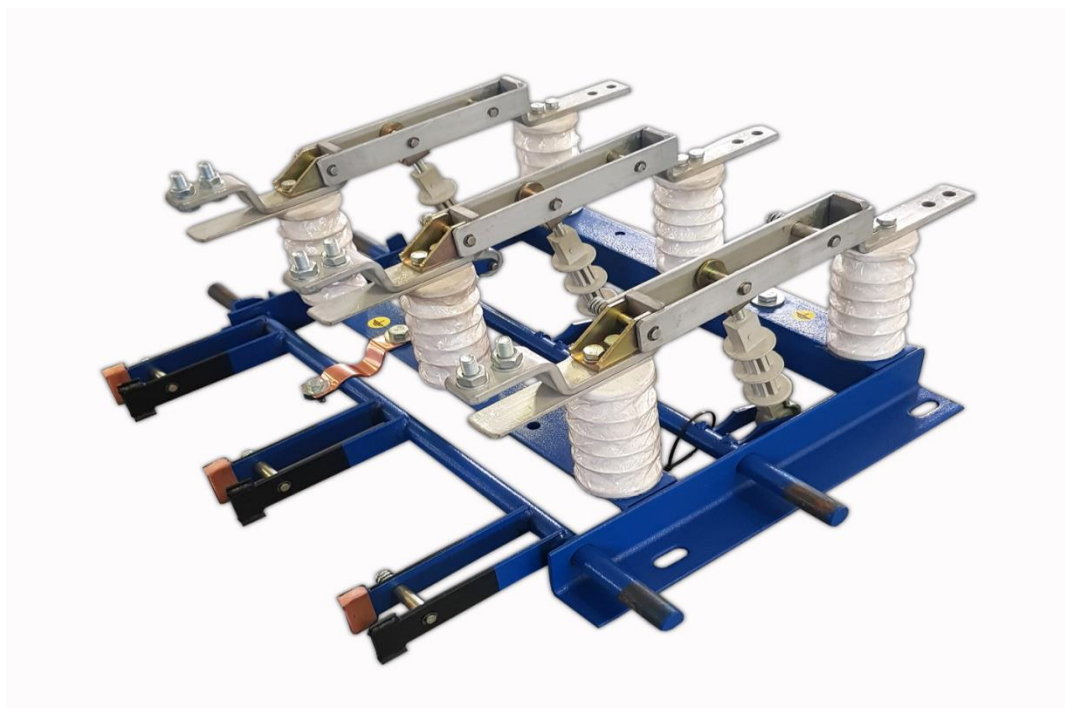


Рисунок 7 – Разъединитель РВЗ-10/400

Проверка разъединителей проводится по тому же методу что и проверка выключателей нагрузки. Результаты проверки разъединителей сведены в таблицу 15.

Таблица 14 – Проверка выключателей нагрузки напряжением 10 кВ

Тип выключ. нагрузки	№ ТП	Расчётные величины					Паспортные данные						Условия проверки
		Ном. напр, кВ	Ном. длительн. ток, А	Допуст. ударн. ток, кА	Ток термич. стойкости, кА	Ном. мощность откл., МВА	Ном. напр, кВ	Ном. длительн. ток, А	Допуст. ударн. ток, кА	Ток термич. стойкости, кА	Ном. ток отключ., кА	Ном. мощность откл., МВА	
ВНП-10/400	82	10	214,09	11,03	4,2	3,3	10	400	30	10	20	200	$U_{ном.а} \geq U_{ном.у}, I_{ном.а} \geq I_{р.м},$ $i_{ном.дин} \geq i_{удр}, I_{ном.т.с} \geq I_{\infty},$ $I_{ном.о} \geq I_{\Gamma}, S_{ном.о} \geq S_{р.о}$
ВНП-10/400	83	10	119,2	11,41	4,3	1,8	10	400	30	10	20	200	
ВНП-10/400	84	10	163,7	10,31	3,9	2,5	10	400	30	10	20	200	
ВНП-10/400	85	10	170,32	9,89	3,7	2,6	10	400	30	10	20	200	

Выключатель нагрузки типа ВНП-10/400 подходит для установки.

Таблица 15 – Проверка разъединителей напряжением 10 кВ

Тип разъединителя	№ ТП	Расчётные величины				Паспортные данные				Условия проверки			
		Ном. напр, кВ	Ном. длительн. ток, А	Допуст. ударн. ток, кА	Ток термич. стойкости, кА	Ном. напр, кВ	Ном. длительн. ток, А	Допуст. ударн. ток, кА	Ток термич. стойкости, кА	$U_{ном.а} \geq U_{ном.у}$	$I_{ном.а} \geq I_{р.м}$	$i_{ном.дин} \geq i_{удр}$	$I_{ном.т.с} \geq I_{\infty}$
РВЗ-10/400	82	10	214,09	11,03	4,2	10	400	50	10	$U_{ном.а} \geq U_{ном.у}$	$I_{ном.а} \geq I_{р.м}$	$i_{ном.дин} \geq i_{удр}$	$I_{ном.т.с} \geq I_{\infty}$
РВЗ-10/400	83	10	119,2	11,41	4,3	10	400	50	10				
РВЗ-10/400	84	10	163,7	10,31	3,9	10	400	50	10				
РВЗ-10/400	85	10	170,32	9,89	3,7	10	400	50	10				

Разъединитель типа РВЗ-10/400 подходит для установки.

3.2.3 Проверка соответствия трансформаторов тока

Результаты подсчета нагрузки сводим в таблицу 16.

Таблица 16 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока

Наименование приборов	Тип прибора	Фаза А, Вт	Фаза Б, Вт	Фаза С, Вт
Амперметр	Н - 344	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д - 345	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	САЗ -4681	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	СРИ -4689	2,5	-	2,5
ИТОГО:		5,6	0,1	5,6

«Нагрузка трансформатора тока рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{раб}} = S_2 = I_2^2 N (\Sigma z_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}}), \quad (55)$$

где $\Sigma z_{\text{приб}}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов;

$$\Sigma z_{\text{приб}} = S_{\text{пр}} / I_2^2 N$$

где $R_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$R_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов (0,05 Ом)» [6].

«Допустимое сопротивление и сечение соединительных проводов:

$$R_{\text{пров. доп}} = Z_{2N} - \Sigma z_{\text{приб}} - R_{\text{конт}}; \quad (56)$$

$$S_{\text{доп}} = \rho \cdot l_{\text{расч}} / R_{\text{пров. доп}}, \quad (57)$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависящая от длины трассы кабеля и схемы соединения ТТ.

При соединении ТТ в полную звезду $l_{\text{расч}} = 2\alpha$,

где 2 – расстояние от ТТ до места установки приборов.

При соединении ТТ в неполную звезду – $l_{расч.} = \sqrt{3}a$, а при включении ТТ в одну фазу – $l_{расч.} = 2a$ [6].

Рассчитаем нагрузку трансформаторов тока:

$$S_2 = 52(0.224 + 0.47 + 0.05) = 18.6 \text{ ВА}$$

$$\Sigma_{Z_{приб}} = \frac{5,6}{52} = 0,224 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление и сечение соединительных проводов:

$$R_{пров.доп.} = 1,2 - 0,224 - 0,05 = 0,926 \text{ Ом}$$

$$F_{доп.} = 0,028 * \frac{100}{0,926} = 3,02 \text{ мм}^2$$

Рассчитаем параметры провода из алюминия длиной 100м и сечением жилы 6 мм²:

$$R_{пров.} = \rho * l/S$$

$$R_{пров.} = 0.028 * \frac{100}{6} = 0.47 \text{ Ом}$$

Расчет показал, проводник подходит для подключения приборов.

Результаты отобразим в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка трансформаторов тока

Расчетные величины	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_{раб. форс.} = 268,6 \text{ А}$	$I_{дл.н} = 400 \text{ А}$	$I_{раб. форс.} \leq I_{дл.н}$
$S = 18,6 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2H}$

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что трансформаторы тока ТОЛ-10 полностью удовлетворяют требованиям к установке.

3.2.4 Проверка трансформатора напряжения марки 3хЗНОЛП – 10

«Мощность трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \text{ [6]}, \quad (58)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{34^2 + 24,2^2} = 41,7 \text{ ВА}$$

Результаты проверки трансформатора напряжения приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка соответствия трансформаторов напряжения

Расчетные величины	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$S_2 = 41,7 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}} = 400 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{н}}$

Трансформатор 3хЗНОЛП - 10 подходит по всем параметрам.

Можно сделать вывод, что трансформатор марки 3хЗНОЛП – 10 соответствует фактическому режиму работы.

Суммарная нагрузка вторичной обмотки трансформатора напряжения приведена в таблице 19.

Таблица 19 –Нагрузка вторичной обмотки трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип прибора	Число приборов	Мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	2	1	1	0	8	-
Ваттметр	Д-345	1	2	2	1	0	4	-
Счетчик актив. энергии	САЗ-И681	1	2Вт	2	0,38	0,925	4	9,7
Счетчик реактив. энергии	СРИ-И689	1	3Вт	2	0,38	0,925	6	14,5
Частотомер	Э-353	2	1	1	1	0	2	-
Синхроноскоп	Э-327	1	10	1	1	0	10	-
ИТОГО	-	8	-	-	-	-	34	24,2

4 Расчёт уставок защиты блока БМРЗ-ТД для трансформатора ТРДН-25000/110/10

4.1 Общие сведения

«Существует несколько терминалов микропроцессорных защит силовых трансформаторов. Широкое распространение получили комплексы Micom P63X фирмы «Альстом», SPAD 346С, выпускаемый предприятием «АББ-Автоматизация», БМРЗ-ТД, поставляемый НТУ «Механотроника».

Основной защитой каждого из этих комплексов является дифференциальная, которая отличается очень высокой чувствительностью, сложностью и определённой спецификой настройки.

В данном разделе ВКР даётся методика расчёта этой защиты для микропроцессорного блока БМРЗ-ТД, предназначенного для выполнения функций основной быстродействующей защиты, автоматики выключателя высокого напряжения (далее – ВН), управления, измерения и сигнализации двухобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщеплённой обмоткой НН, с напряжением ВН до 220 кВ.» [22].

4.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты терминала БМРЗ-ТД

«Расчёт уставок защиты выполняется в относительных единицах. За базисное значение принимается номинальный ток стороны ВН силового трансформатора.

Для выбора номинального тока входного блока БМРЗ-ТД – преобразователя измерительного тока (ПИТ) для сторон ВН, СН, НН необходимо определить входной расчётный ток:

$$I_{вх.расч} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot K_{ТА}}, \quad (59)$$

где $I_{вх.расч}$ – входной расчётный ток для данной стороны (ВН, СН, НН);

$U_{ном}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны;

$K_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока данной стороны.

Выбирается номинальный ток ПИТ ближайший больший к расчётному. Установка характеристик ПИТ осуществляется переключками на модуле аналого-цифрового преобразователя (МАЦП)» [22].

$$I_{вх.расч} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ A}$$

4.2.1 Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения.

«Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания $I_{ДЗТ.нач}$ определяется по выражению:

$$I_{ДЗТ.нач} = 0,5 \cdot K_{ОТС} (\varepsilon + \Delta U + F_{выр}), \quad (60)$$

где $K_{ОТС} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$\varepsilon = 0,1$, – относительная погрешность трансформаторов тока;

ΔU – относительная величина половины используемого диапазона регулирования напряжения системой РПН (например, при регулировании $\pm 16\% U_{ном}$ подставляется $\Delta U = 0,16$);

$F_{выр} = 0,03$ – относительное значение погрешности выравнивания токов плеч» [22].

$$I_{ДЗТ.нач} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,03) = 0,1625 \text{ о.е.}$$

«На тормозной характеристике $I_{с.з}=f(I_T)$, изображённой на рисунке 4.1, $I_{дзг.нач}$ имеет первый горизонтальный участок до величины тормозного тока, равного $0,5I_{ном}$. С точки, соответствующей $0,5I_{ном}$ начинается второй участок.

Наклон его определяется величиной коэффициента торможения второго участка $K_{ТОРМ.2}$:

$$K_{ТОРМ.2} = 1,5 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} - I_{ДВГ.нач}, \quad (61)$$

где $I_{нб.расч}$ – расчётный ток небаланса;

$K_{ОТС} = 1,3$ – коэффициент отстройки. Коэффициент 1,5 учитывает излом в конце II участка тормозной характеристики в точке соответствующей $1,5 I_{норм}$.» [22].

$$K_{ТОРМ.2} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,4 - 0,1625 = 0,6175 \text{ о.е.}$$

Определим угол наклона α :

$$\alpha = \tan^{-1} 0.6175 = 31.695^\circ$$

«Из выражения определим расчётный ток небаланса:

$$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + F_{выр}, \quad (62)$$

где $K_{пер}$ коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме, $K_{пер} = 2 \div 2,5$ » [22].

$$I_{нб.расч} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,03 = 0,4 \text{ о.е.}$$

«Определим коэффициент наклона второго участка тормозной характеристики по выражению:

$$K_{ТОРМ} = \operatorname{tg} \alpha_2, \quad (63)$$

где α_2 – угол наклона второго участка» [22].

«В точке, соответствующей тормозному току равному $1,5 I_{НОМ}$, тормозная характеристика претерпевает второй излом.

Третий участок характеристики идёт с наклоном, который характеризуется коэффициентом $K_{ТОРМ.3} = \operatorname{tg} \alpha_3$.

Методика расчёта этого коэффициента достаточно сложна. По рекомендации изготовителя, целесообразно принимать для трансформаторов мощностью 25 МВА и менее $K_{ТОРМ.3}=0,7$; для трансформаторов 40 МВА и более $K_{ТОРМ.3}=0,9$ в любом случае» [22].

Принимаем $K_{ТОРМ.3} = 0,7$, исходя из этого, угол наклона определим выражением:

$$\alpha = \tan^{-1} 0,7 = 34,99$$

Типичный вид тормозной характеристики показан на рисунке 8.

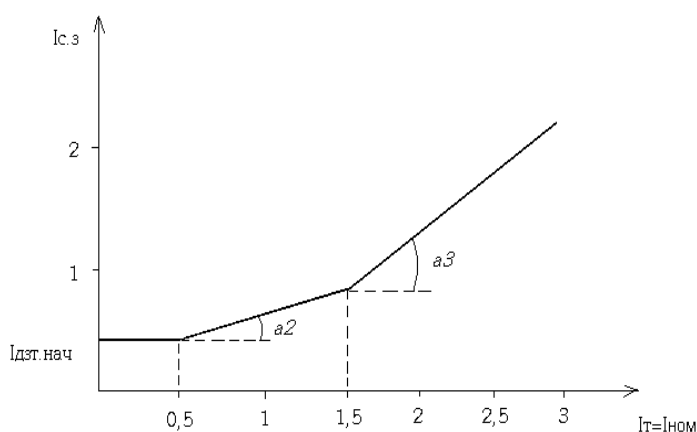


Рисунок 8 – Тормозная характеристика

4.2.2 Выбор уставки информационного параметра блокировки

«Основным режимом, определяющим значение коэффициента информационного параметра блокировки $K_{ипб}$, является режим отстройки от

броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход.

Для защит трансформаторов распределительных сетей рекомендуется $K_{ипб}=0,38$ [22].

Трансформатор относится к распределительным сетям, поэтому выбираем $K_{ипб} = 0,38$.

4.2.3 Оценка чувствительности

«Коэффициент чувствительности определяется обычным способом:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з. min}}}{I_{\text{ДЗТ.нач}}}, \quad (64)$$

где $I_{\text{к.з. min}}$ – минимальное значение тока (двухфазного) КЗ на вторичных шинах трансформатора.

Обычно для микропроцессорной защиты коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 2$ удовлетворяется с большим запасом. Обе величины токов в формуле (62) должны быть взяты одинаковой системы единиц» [22].

$$K_{\text{ч}} = \frac{4671 \cdot 0,86 \cdot 5}{400 \cdot 0,1625 \cdot 125,5} = 2,46$$

$K_{\text{ч}} > 2$, что соответствует условию.

4.3 Расчет дифференциальной токовой отсечки

«Дифференциальная отсечка выбирается из условия несрабатывания от броска тока намагничивания и от токов небаланса при внешних КЗ.

По первому условию рекомендуется ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирать по выражению» [22]:

$$I_{\text{отс.ср}} = 6 * I_{\text{ном.мах}} \quad (65)$$

$$I_{\text{отс.ср}} = 6 * 125,5 = 753\text{А}$$

«По второму условию:

$$I_{\text{отс.ср}} = K_{\text{отс}} * K_{\text{нб}} * I_{\text{кз}} \quad (66)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб}} = 0,7$ – если трансформаторы тока со всех сторон защищаемого трансформатора имеют вторичный номинальный ток 5А;

$K_{\text{нб}} = 1$ – если со стороны ВН используются трансформаторы тока с током вторичной обмотки равным 1А» [22].

$$I_{\text{отс.ср}} = 1,2 * 0,7 * 4671 = 3924 \text{ А.}$$

Выберем из полученных уставок максимальное значение $I_{\text{отс.ср}} = 3924 \text{ А}$.

Схема подключения блока БМРЗ-ТД для двухобмоточного трансформатора отображена на фрагменте 6 графической части.

5 Расчет заземления ТП

При эксплуатации электроустановок не исключены случаи прикосновения человека к токоведущим частям электроустановки, а также к нетокведущим частям, которые могут оказаться под напряжением из-за ухудшения изоляции между ними и токоведущими частями электроустановки.

Для обеспечения электробезопасности человека в действующих электроустановках необходимо выполнение следующих мероприятий:

- токоведущие части электроустановки должны быть ограждены и недоступны для прикосновения к ним человека;
- доступные для прикосновения проводящие части, РЕ и PEN проводники должны исключать опасность человека, в отношении поражения электрическим током, при прикосновении к ним [6].

Для того чтобы минимизировать опасность человека при прикосновении к проводящим частям сооружаются заземляющие устройства (далее – ЗУ). Согласно [1] сопротивление ЗУ при напряжении электроустановки 380 В должно быть не более 4 Ом.

ЗУ рассматриваемых нами ТП состоят из 20 вкопанных в землю стержней, длиной 5 м, соединенных между собой полосой длиной 30 м.

ТП располагается на грунте с удельным сопротивлением $g = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Сопротивление одиночного заземлителя [6]:

$$R = \frac{g}{l} \quad (67)$$

где g – удельное сопротивление грунта;

l – длина стержня.

$$R = \frac{200}{5} = 40 \text{ Ом}$$

Сопротивление полосы [6]:

$$R_{\Gamma} = \frac{2g}{L} \quad (68)$$

где g – длина полосы.

$$R_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 200}{30} = 13,33 \text{ Ом}$$

Проводимость заземляющего контура [6]:

$$G = k_{\text{И}} \cdot G_{\text{В}} + G_{\Gamma} \quad (69)$$

где $k_{\text{И}}$ – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным для 20 стержней – 0,45.

$$G = 0,45 \cdot \left(\frac{20}{40} + \frac{1}{13,33} \right) = 0,2665$$

Рассчитаем суммарное сопротивление ЗУ [6]:

$$R_{\text{ОБЩ}} = \frac{1}{G} \quad (70)$$

$$R_{\text{ОБЩ}} = \frac{1}{0,2665} = 3,75 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ОБЩ}} = 3,75 < 4$$

Условие выполняется. Рассмотренное ЗУ не нуждается в изменениях.

Заключение

В бакалаврской работе выполнен анализ схемы жилого микрорайона города Братска, потребители электрической энергии которого относятся ко II и III категория надежности.

В выпускной квалификационной работе был выполнен анализ схемы электроснабжения микрорайона, произведен расчет загруженности трансформаторных подстанций и оценка достаточности их количества. Также был выполнен расчет токов короткого замыкания на стороне среднего и низкого напряжения

Выполнена картограмма нагрузок микрорайона, расчет соответствия кабельных линий расчетным нагрузкам.

Рассчитаны защиты блока марки БМРЗ-ТД установленного на трансформаторе типа ТРДН-25000/110/10. Выполнена проверка заземляющего устройства ТП микрорайона, устройство соответствует предъявляемым к нему требованиям.

По результатам исследования можно сделать следующие выводы:

- трансформаторы двух ТП микрорайона, согласно расчетных данных, работают с перегрузкой, поэтому решено заменить на ТП№83 трансформаторы ТМ-400 на трансформаторы ТМГ-630, на ТП №85 трансформаторы ТМ-400 на трансформаторы ТМГ-1000;
- часть питающих линий напряжением 10 кВ не удовлетворяют предъявляемым требованиям по нагреву током послеаварийного режима, поэтому решено заменить на участки кабельных линий марки ААШВ 10(3х95) п/с-ТП№82 и п/с-ТП№83 на кабельные линии ААШВ 10(3х120), на участке ТП№36-85 дополнительно добавить к кабельной линии СБ 10(3х50) еще одну кабельную линию той же марки и того же сечения;
- коммутационная и защитная аппаратура удовлетворяет требованиям работы при данных расчетных нагрузках и в ближайшее время в замене не нуждается.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание, дополненное и переработанное. М.: Омега-Л, 2014. 512 с.
2. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий (СП 31-110-2003). М.: Госстрой РФ, 2004. 51 с.
3. Инструкция по проектированию городских электрических сетей (РД 34.20.185-94). М.: Энергоатомиздат, 1995. 48 с.
4. Вахнина В. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: учебно-методическое пособие. Тольятти: ТГУ, 2015. 46 с. URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2943> (дата обращения: 30.04.2020).
5. Вахнина В. В. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: учебно-методическое пособие. Тольятти: ТГУ, 2016. 78 с. URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2976> (дата обращения: 30.04.2020).
6. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. М.: ИНФРА-М, 2020. 416 с.
7. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (РД 153-34.0-20.527-98). М.: НЦ ЭНАС, 2004. 152 с.
8. СН 541-82 Инструкция по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов. М.: ВГУП ЦПП, 2004. 25 с.
9. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению, Т.2. Электрооборудование. М.: Энергоатомиздат, 1987. 592 с.
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Омега-Л, 2007. 264 с.

11. Карпова Н.А. Электроснабжение городов: методические указания для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению района города. Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2005. 130 с.
12. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учебник для ВУЗов. М.: Энергоатомиздат, 1984. 471 с.
13. Свиридов Ю.П., Пестов С.М. Электроснабжение промышленных предприятий: методические указания к курсовому проектированию. Ульяновск: УлГТУ, 2005. 42 с.
14. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебник для ВУЗов. М.: Энергоатомиздат, 1987. 368 с.
15. Кнорринг Г.М. Осветительные установки. Ленинград: Энергоиздат, 1981. 281 с.
16. Справочная книга по светотехнике; под ред. Ю.Б. Айзенберга, 3-е издание переработанное и дополненное. М.: Знак, 2006. 972 с.
17. Козлов В.А., Куликович Л.М. Прокладка, обслуживание и ремонт кабельных линий. М.: Энергоатомиздат, 1984. 248 с.
18. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для ВУЗов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
19. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (СО 153-34.03.603 – 2003). М.: НЦ ЭНАС, 2003. 96 с.
20. Тарнижевский М. В., Афанасьева Е. И. Электрооборудование предприятий жилищно-коммунального хозяйства. Справочник. М.: Стройиздат, 1987. 367 с.

21. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Расчёт коротких замыканий и выбор электрооборудования: учебное пособие для ВУЗов. М.: Издательский центр «Академия», 2005. 416 с.
22. Попик В.А., Булатов Ю.Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебное пособие. Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2011. 111 с.
23. Емцев А. Н., Попик В. А. Проектирование систем электроснабжения, электрических систем и сетей: методические указания по дипломному проектированию. Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2009. 48 с.
24. Емцев А. Н., Попик В. А. Изображение и обозначение элементов электрических систем: методические указания к выполнению дипломного проекта. Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2011. 60 с.
25. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: НТЦ ПБ, 2016. 194 с.