

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение 14А квартала Автозаводского района
г. Тольятти»

Студент(ка)

Н.С. Гололобов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В выпускной квалификационной работе на тему «Электроснабжение 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти» рассмотрено проектирование электроснабжения нового квартала, расположенного на северо-востоке Автозаводского района, строительство которого началось в 2008 г.

На основании расчета электрических нагрузок жилых и общественных зданий микрорайона, освещения сделан выбор числа и мощности силовых трансформаторов трансформаторных подстанций ТП 10/0,4 кВ. К установке приняты 2БКТП-1000 кВА производства АО «Самарский завод «Электроцит».

Рассмотрены два варианта электрической сети 10 кВ – петлевая сеть и радиально-магистральная сеть. Выполнен расчет сечений кабельных линий 10 кВ и их проверка по допустимой потере напряжения и на термическую стойкость. К прокладке приняты кабели марки АПвП, способ прокладки – в земле. Выполнен расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ с использованием реле типа Seram1000+.

Выполнен расчет сечений кабельных линий 0,4 кВ по допустимой потере напряжения и их проверка по допустимому току. К прокладке приняты кабели марки АСБ, способ прокладки – в земле. Для защиты кабельных линий 0,4 кВ выбраны предохранители типа ПН-2. Выполнен расчет защитного заземления БКТП.

Пояснительная записка выполнена на 70 стр., графическая часть представлена 6 чертежами формата А1.

Содержание

Введение	6
1 Характеристика микрорайона 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти.....	8
2 Определение электрических нагрузок 14А квартала Автозаводского района г. Тольятти	9
2.1 Определение электрических нагрузок жилых домов 14А квартала Автозаводского района г. Тольятти.....	9
2.2 Определение расчётных электрических нагрузок общественных зданий 14А квартала Автозаводского района г. Тольятти.....	13
3 Суточные и годовые графики электрических нагрузок 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти.....	16
4 Выбор местоположения и числа трансформаторных подстанций 14 А квартала Автозаводского района г.Тольятти.....	19
5 Расчёт наружной осветительной сети.....	21
5.1 Расчёт уличного освещения проезжей части.....	21
5.2 Расчёт внутриквартального освещения.....	22
5.3 Суммарный расчёт мощности осветительной сети.....	22
6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ТП 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти.....	24
6.1 Предварительный расчёт мощности силовых трансформаторов ТП 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти.....	24
6.2 Проверка трансформаторов на перегрузочную способность.....	27
7 Выбор схемы и предварительный расчет распределительной сети 10 кВ 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти.....	30
7.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ.....	30
7.2 Предварительный расчет распределительной сети 10 кВ.....	31

7.3 Предварительный расчёт распределительной сети 10 кВ варианта 1 (петлевая схема).....	33
7.3 Предварительный расчёт распределительной сети 10 кВ варианта 2 (радиально-магистральная схема).....	37
8 Проверка выбранных сечений кабелей распределительной сети 10 кВ.....	39
8.1 Расчёт токов короткого замыкания.....	39
8.2 Проверка кабелей распределительной сети 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	43
9 Выбор электрооборудования 10 кВ электрической сети 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти.....	46
9.1 Выбор электрооборудования РП-10 кВ.....	46
9.2 Выбор электрооборудования 2БКТП.....	48
10 Выбор релейной защиты кабельных линий 10 кВ.....	50
11 Расчёт кабельных сетей 0,4 кВ.....	52
12 Выбор аппаратуры защиты кабельных линий 0,4 кВ.....	61
13 Расчет защитного заземления БКТП.....	66
Заключение.....	68
Список использованных источников.....	69

Введение

С принятием в 2009 г. закона РФ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [1] все большее значение, как в электрических сетях промышленных предприятий, так и в городских электрических сетях приобретают вопросы рационализации энергопотребления, включающие в себя снижение удельного расхода электроэнергии и увеличение энерговооружённости всех отраслей народного хозяйства. При этом ведущая роль принадлежит инженерно-техническому персоналу, занимающемуся вопросами рационального распределения и использования электроэнергии. При этом возрастают требования надежности электроснабжения потребителей, которые отражаются в программах технического перевооружения и энергетического развития предприятий и городов [2].

Развитие всех отраслей промышленности ведет к росту городского строительства, что приводит к необходимости строительства новых коммуникаций, в том числе и электрических сетей как высокого, так и низкого напряжения, понизительных подстанций и распределительных пунктов. Учитывая непрерывный рост существующих городов, а также всё увеличивающиеся масштабы электроэнергии, передаваемой через систему электроснабжения городов, вопросы рационального построения таких систем всё шире обсуждаются на страницах отечественной и зарубежной литературы [19-23].

В работе рассматривается проектирование электроснабжения нового микрорайона, расположенного на северо-востоке Автозаводского района г.Тольятти - 14А квартала, строительство которого началось в 2008 г.

Цель работы – построение рациональной системы электроснабжения 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти, обеспечивающей надежное электроснабжение всех потребителей.

Задачи работы:

1. Характеристика микрорайона 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти;
2. Определение электрических нагрузок 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти;
3. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ТП 14 А квартала Автозаводского района г.Тольятти;
4. Выбор схемы распределительной сети 10 кВ;
5. Предварительный расчет сети 10 кВ и 0,4 кВ;
6. Проверка выбранных сечений кабельных линий 10 кВ и 0,4 кВ;
7. Выбор электрооборудования 10 кВ электрической сети 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти;
8. Выбор релейной защиты;
9. Расчет защитного заземления БКТП.

1 Характеристика микрорайона 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти

Объект проектирования – 14А квартал располагается на северо-востоке Автозаводского района г.Тольятти. Район в форме треугольника ограничен ул. 40-лет Победы, лесным массивом и низко этажным жилым массивом. Площадь застраиваемого микрорайона составляет 64,68 га, планируется построить максимально возможное количество жилья около 500000 м², проектируемый коэффициент плотности застройки составит 1,4. В квартале предполагается строительство высотных домов этажностью 25 этажей.

В настоящее время введены в эксплуатацию: три 16-этажных дома, один 17-этажный, трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, питание которых осуществляется от 110 кВ - ГПП 2. Электрические сети 0,4 кВ и 10 кВ микрорайона принадлежат ЗАО «Самарская сетевая компания» (СКК).

Объект проектирования располагается во II климатической зоне. Абсолютный максимум температуры +40,5°С, абсолютный минимум - 43,4°, среднегодовая температура +5,1°С. Среднее количество осадков 492 мм в год, из которых треть приходится на холодное время года. Влажность воздуха составляет 80-85 % зимой и 55-70 % в тёплый период.

По степени надежности электроснабжения, проектируемые здания относятся к I, II и III категории потребителей [3,4]. К I категории относятся противопожарные устройства, лифты жилых домов высотой свыше 16 этажей, эвакуационное и аварийное освещение, центральные тепловые пункты (ЦТП), обслуживающие жилые дома этажностью свыше 16 этажей.

2 Определение электрических нагрузок 14А квартала Автозаводского района г. Тольятти

2.1 Определение электрических нагрузок жилых домов 14А квартала Автозаводского района г. Тольятти

Расчет электрических нагрузок 14А квартала Автозаводского района г. Тольятти выполнен на основании РД 34.20.185-94 [5].

Алгоритм расчета следующий:

1. Расчетная нагрузка квартир

$$P_{р\ кв} = P_{кв. уд} \cdot n \cdot k,$$

где $P_{кв. уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка квартир, определяется в соответствии с [6]; n – количество квартир; k – коэффициент участия в максимуме нагрузок.

Все квартиры в микрорайоне выполнены с электрическими плитами, для квартир с электрическими плитами, поэтому принимаем $P_{кв. уд} = 1,28$.

2. Расчетная нагрузка лифтов

$$P_{р.л.} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^{n_l} P_{ni}, \quad (2.1)$$

где P_{ni} – установленная мощность двигателя лифта; k'_c – коэффициент спроса (находим по [5]); n_l – количество лифтовых установок.

3. Расчетная нагрузка жилого дома

$$P_{р\ ж.д} = P_{р\ кв} + P_{р.л.} \quad (2.2)$$

Подробный расчет электрических нагрузок жилого дома выполнен на примере дома «Л 1.1-маг». Жилой дом «Л 1.1-маг» на 517 квартир состоит из 9 секций с переменной этажностью (8,12,16,17 этажей) и встроенными нежилыми помещениями (7515 м²). В доме установлено 9 лифтовых установок с мощностью, приведенной к ПВ=100%, равной 13 кВт и 8 лифтовых установок с мощностью 8,5 кВт.

Расчетная нагрузка $P_{р.кв}$ дома «Л 1.1-маг» при $P_{кв. уд} = 1,28$ кВт/кв. [6]

$$P_{p.кв} = 1,28 \cdot 517 = 661 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка лифтов при $k'_c = 0,8$ [5]

$$P_{p.л.} = (0,8 \cdot 13 \cdot 9) + (0,8 \cdot 8,5 \cdot 8) = 148 \text{ кВт.}$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома

$$P_{p.ж.д.} = 661 + 148 \cdot 0,9 = 794,2 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность квартир:

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \text{tg}\varphi_{кв}, \quad (2.3)$$

где $\text{tg}\varphi_{кв} = 0,2$ согласно [5].

$$Q_{кв} = 655 \cdot 0,2 = 131 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность лифтов:

$$Q_{p.л.} = P_{p.л.} \cdot \text{tg}\varphi_{л.}, \quad (2.4)$$

где $\text{tg}\varphi_{л.} = 1,17$ согласно [5].

$$Q_{p.л.} = 148 \cdot 1,17 = 173 \text{ квар};$$

$$Q_{p.ж.д.} = Q_{кв} + K_y \cdot Q_{p.л.} = 133 + 0,9 \cdot 173 = 289 \text{ квар.}$$

Расчет электрических нагрузок жилых домов 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти сведен в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчёт электрических нагрузок жилых домов 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти

Наименование объекта	Количество квартир, шт.	$P_{\text{кв.уд.}}$, кВт	Этажность	$P_{\text{кв.}}$, кВт	Мощность лифтовых установок, кВт	Количество лифтов	K_c	$\text{tg}\phi$, квартир	$\text{tg}\phi$, лифтов	$Q_{\text{кв.}}$, квар	$Q_{\text{р.л.}}$, квар	$Q_{\text{р.ж.д.}}$, квар	$P_{\text{ж.д.}}$, квар	$S_{\text{ж.д.}}$
Л 4.1-маг	462	1,28	8,12,16,17	661	180,5	17	0,6	0,2	1,17	117,4	211,2	244,1	767	805,1
Л 4.2-маг	96	2,1	16	201,6	43	4	0,8	0,2	1,17	40,3	50,3	80,6	245	257,5
Л 4.3	112	1,5	7	168	25,5	3	0,8	0,2	1,17	33,6	29,8	57,5	194	201,9
Л 4.4	112	1,5	7	168	25,5	3	0,8	0,2	1,17	33,6	29,8	57,5	194	201,9
Л 4.5	112	1,5	7	168	25,5	3	0,8	0,2	1,17	33,6	29,8	57,5	194	201,9
Л 4.6	79	2,1	17	165,9	21,5	2	0,9	0,2	1,17	33,2	25,2	55,8	187	195,5
Л 1.1-маг	516	1,27	8,12,15,16,17	655,3	180,5	17	0,6	0,2	1,17	131,1	211,2	257,8	836	874,7
Л 1.2-маг	81	2,1	7,9	170,1	25,5	3	0,8	0,2	1,17	34	29,8	57,9	196	204
Л 1.3-маг	132	1,5	7,9	198	42,5	5	0,8	0,2	1,17	39,6	49,7	79,4	241	253,3
Л 1.4-маг	81	2,1	7,9	170,1	25,5	3	0,8	0,2	1,17	34	29,8	57,9	196	204
Л 1.5	79	2,1	17	165,9	21,5	2	0,9	0,2	1,17	33,2	25,2	55,8	187	195,5
Л 6.1	290	1,36	5,6	394,4	34	4	0,7	0,2	1,17	78,9	39,8	106,7	428	441,5
Л 3.1-маг	78	1,5	17	117	21,5	2	0,9	0,2	1,17	23,4	25,2	46	139	146
Л 3.2-маг	78	1,5	17	117	21,5	2	0,9	0,2	1,17	23,4	25,2	46	139	146
Л 3.3	538	1,27	9,12,14,16	683,3	180,5	17	0,6	0,2	1,17	136,7	211,2	263,4	864	903
Л 2.1-маг	516	1,27	8,12,15,16,17	655,3	180,5	17	0,6	0,2	1,17	131,1	211,2	257,8	836	874,7
Л 2.2-маг	81	2,1	7,9	170,1	25,5	3	0,8	0,2	1,17	34	29,8	57,9	196	204

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта	Количество квартир, шт.	$P_{\text{кв.уд.}}$, кВт	Этажность	$P_{\text{кв.}}$, кВт	Мощность лифтовых установок, кВт	Количество лифтов	K_c	$tg\phi$, квартир	$tg\phi$, лифтов	$Q_{\text{кв.}}$, квар	$Q_{\text{р.л.}}$, квар	$Q_{\text{р.ж.д.}}$, квар	$P_{\text{ж.д.}}$, квар	$S_{\text{ж.д.}}$
Л 2.3-маг	132	1,5	7,9	198	42,5	5	0,8	0,2	1,17	39,6	49,7	79,4	241	253,3
Л 2.4-маг	81	2,1	7,9	170,1	25,5	3	0,8	0,2	1,17	34	29,8	57,9	196	204
Л 2.5	79	2,1	17	165,9	21,5	2	0,9	0,2	1,17	33,2	25,2	55,8	187	195,5
Л 5.1-маг	280	1,36	12,14,16	380,8	107	10	0,6	0,2	1,17	76,2	125,2	151,3	488	510,7
Л 5.2	226	1,36	15,16	307,4	86	8	0,8	0,2	1,17	61,5	100,6	136,9	393	416,5
Л 5.3-маг	280	1,36	12,14,16	380,8	107	10	0,6	0,2	1,17	76,2	125,2	151,3	488	510,7
Л 5.7-маг	148	1,5	17	222	43	4	0,8	0,2	1,17	44,4	50,3	84,7	265	278,2
Л 5.8-маг	148	1,5	17	222	43	4	0,8	0,2	1,17	44,4	50,3	84,7	265	278,2
Л 6.2-маг	148	1,5	17	222	43	4	0,8	0,2	1,17	44,4	50,3	84,7	265	278,2
Л 6.3-маг	148	1,5	17	222	43	4	0,8	0,2	1,17	44,4	50,3	84,7	265	278,2
Л 6.4-маг	155	1,5	16	232,5	64,5	6	0,8	0,2	1,17	46,5	75,5	103,1	297	314,4
Л 6.5-маг	155	1,5	16	232,5	64,5	6	0,8	0,2	1,17	46,5	75,5	103,1	297	314,4
Л 6.6-маг	155	1,5	16	232,5	64,5	6	0,8	0,2	1,17	46,5	75,5	103,1	297	314,4
Л 6.7-маг	155	1,5	16	232,5	64,5	6	0,8	0,2	1,17	46,5	75,5	103,1	297	314,4
Л 6.8-маг	222	1,36	16	301,9	86	8	0,8	0,2	1,17	60,4	100,6	135,9	388	411

2.2 Определение расчётных электрических нагрузок общественных зданий 14А квартала Автозаводского района г. Тольятти

Определение электрических нагрузок общественных зданий 14А квартала Автозаводского района г. Тольятти выполнен по удельным расчётным электрическим нагрузкам в соответствии с методикой [5,6]:

Расчетная активная нагрузка

$$P_{p.ооб} = P_{уд} \cdot n_{мест}, \quad (2.5)$$

где $P_{уд}$ - удельная расчетная нагрузка, кВт/место; $n_{мест}$ – количество мест.

Расчетная реактивная нагрузка

$$Q_{дс} = P_{дс} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.6)$$

где $\operatorname{tg}\varphi=0,25$ согласно [5].

Расчет нагрузки выполнен на примере детского сада «Л ДС-1» на 350 мест.

$$P_{дс} = 0,46 \cdot 350 = 161 \text{ кВт};$$

$$Q_{дс} = 161 \cdot 0,25 = 40,25 \text{ квар.}$$

Аналогично выполняются расчеты силовой нагрузки для других общественных зданий. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчёт нагрузок общественных зданий

Наименование обществ.здания	Число мест	Площадь торгового зала	$P_{уд}$, кВт/ед	P_p , кВт	$tg\varphi$	Q_p , квар	S_p , кВА
Л 4.3-маг	-	230	0,16	36,8	0,46	17	40,5
Л 4.4-маг	-	230	0,16	36,8	0,46	17	40,5
Л 4.5-маг	-	230	0,16	36,8	0,46	17	40,5
Л ДС-1	350	-	0,46	161	0,25	40,3	166
Л ДС-2	350	-	0,46	161	0,25	40,3	166
Л ДС-3	205	-	0,46	94,3	0,25	23,6	97,2
Л Ш-1	1000	-	0,25	250	0,38	95	267,4
Л Ш-2	834	-	0,25	208,5	0,38	79,2	223,1
Л Ш-3	834	-	0,25	208,5	0,38	79,2	223,1
Л 1-маг	-	230	0,16	36,8	0,46	16,9	40,5
Л 2-маг	-	680	0,16	108,8	0,46	50,1	119,8
Л 3-маг	-	1100	0,16	176	0,46	81	193,8
Л 4-маг	-	1350	0,16	216	0,46	99,3	237,8
Л 5-маг	-	230	0,16	36,8	0,46	17	40,5
Л 6-маг	-	680	0,16	108,8	0,46	50,1	119,8
Л 7-маг	-	10000	0,16	1600	0,46	736	1761,2
Л 8-маг	-	560	0,16	89,6	0,46	41,2	98,6
Л 9-маг	-	560	0,16	89,6	0,46	41,2	98,6
Л 10-маг	-	1200	0,16	192	0,46	88,3	211,3
Л гар-1	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
Л гар-2	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
Л гар-3	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
Л гар-4	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
Л гар-5	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
Л гар-6	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4
Л гар-7	120	-	-	35	0,38	13,3	37,4

Наименование обществ.здания	Число мест	Площадь торгового зала	$P_{уд}$, кВт/ед	P_p , кВт	$tg\phi$	Q_p , квар	S_p , кВА
КНС 1	-	-	-	8	1,17	9,36	12,3
КНС 2	-	-	-	8	1,17	9,36	12,3
КНС 3	-	-	-	8	1,17	9,36	12,3
Магазины, встроенные в жилые дома							
Л 4.1-маг	-	900	0,16	144	0,46	66,2	158,5
Л 4.2-маг	-	400	0,16	64	0,46	29,4	70,5
Л 1.1-маг	-	850	0,16	136	0,46	62,6	149,7
Л 1.2-маг	-	320	0,16	51,2	0,46	23,6	56,4
Л 1.3-маг	-	870	0,16	139,2	0,46	64	153,2
Л 1.4-маг	-	320	0,16	51,2	0,46	23,6	56,4
Л 2.1-маг	-	900	0,16	144	0,46	66,2	158,5
Л 2.2-маг	-	320	0,16	51,2	0,46	23,6	56,4
Л 2.3-маг	-	520	0,16	83,2	0,46	38,3	91,6
Л 2.4-маг	-	320	0,16	51,2	0,46	23,6	56,4
Л 3.1-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
Л 3.2-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
Л 5.1-маг	-	640	0,16	102,4	0,46	47,1	112,7
Л 5.3-маг	-	650	0,16	104	0,46	47,8	114,5
Л 5.7-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
Л 5.8-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
Л 6.2-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
Л 6.3-маг	-	420	0,16	67,2	0,46	30,9	74
Л 6.8-маг	-	520	0,16	83,2	0,46	38,3	91,6

3 Суточные и годовые графики электрических нагрузок 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти

Суточные графики используют для построения годового графика по продолжительности [10]. Для Самарской обл. примем продолжительность зимнего периода 200 дней, летнего - 165. По годовому графику электрических нагрузок определяют число часов использования максимальной нагрузки [11]

$$T_M = (200 \sum P_{3i} + 165 \sum P_{Лi}) / P_{МАХ.З}, \quad (3.1)$$

где P_{3i} - нагрузка i -го числа в декабре, кВт; $P_{Лi}$ - нагрузка i -го числа в июне, кВт; $P_{МАХ.З}$ - максимальная нагрузка в зимний период, кВт.

Время максимальных потерь

$$\tau = (0,124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (3.2)$$

Расчёт годового графика по продолжительности 14 А квартала по данным суточного приведён в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт годового графика нагрузок 14 А квартала

Номер ступени	$P_{ст}$, кВт	$t_{ст.з}$, ч	$t_{ст.л}$, ч	$t_{ст.з} \cdot 200 + t_{ст.л} \cdot 165$, ч	A , кВт*ч
1	15361,72	1	-	200	3072344
2	15238,12	-	1	200	3047624
3	15005,02	-	1	165	2475828
4	15003,82	-	1	165	2475630
5	14264,28	1	-	200	2852856
6	13120,21	1	-	200	2624042
7	12612,41	-	1	165	2088308
8	12612,41	-	1	165	2081048
9	10726,15	-	1	165	1769815
10	10566,97	1	-	200	2113394

Продолжение таблицы 3

Номер ступени	$P_{ст}$, кВт	$t_{ст.з}$, ч	$t_{ст.л}$, ч	$t_{ст.з} \cdot 200 + t_{ст.л} \cdot 165$, ч	A , кВт·ч
11	10459,35	-	1	165	1725793
12	10366,87	1	-	200	2073374
13	10347,45	1	-	200	2069490
14	10271,47	-	1	165	1694793
15	10080,65	1	-	200	2016130
16	10048,32	1	-	200	2009664
17	10030,45	1	-	200	2006090
18	9931,42	1	-	200	1986284
19	9930,66	-	1	165	1638559
20	9896,98	-	1	165	1633002
21	9846,26	-	1	165	1624633
22	9839,47	-	1	165	1623513
23	9821,68	-	1	165	1620577
24	9797,35	1	-	200	1959470
25	8891,72	2	-	400	3556688
26	8888,78	-	1	165	1466649
27	8867,98	-	1	165	1463217
28	8865,18	-	2	330	2925509
29	8814,41	-	2	330	2908755
30	8809,79	1	-	200	1761958
31	8787,79	1	-	200	1757558
32	5221,23	1	-	200	1044246
33	5179,63	1	-	200	1035926
34	3467,125	2	2	730	2531001
35	3464,725	1	1	365	1264625
36	3448,547	2	2	730	2517439
37	3446,147	1	1	365	1257844
Σ	-	24	24	8760	75773674

По годовому графику нагрузки определяют:

- время использования максимума нагрузки по формуле (3.1)

$$T_m = \frac{75773674,14}{15361,72} = 4933 \text{ ч};$$

- время максимальных потерь по формуле (3.2)

$$\tau = (0,124 + 4933 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3338.$$

4 Выбор местоположения и числа трансформаторных подстанций

14А квартала Автозаводского района г.Тольятти

Расположение трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ экономически целесообразно расположить в центре электрических нагрузок (ЦЭН), но с учетом условий планировки жилых кварталов. Расположение трансформаторных подстанций должно соответствовать градостроительным и архитектурным соображениям и требованиям пожарной безопасности [3,4].

Координаты ЦЭН определяются по формулам:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (4.1)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (4.2)$$

Пример расчета ЦЭН для ТП лб.1.

Данные об электроприемниках (ЭП), питающихся от ТП лб.1, и их координаты приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Данные ЭП и их координаты

Объект по плану	Л 6.2 а,б	Л 6.2 маг	Л 6.4	Л 6.4 маг	Л 6.5	Л 6.5 маг	Л 6.6	Л 6.6 маг	Л гар-2	Л гар-3	Л гар-4
Р _р , кВт	265,0	74,0	297,0	36,8	297,0	36,8	297,0	36,5	33,5	33,5	33,5
X, см	2,3	2,3	3,4	3,4	8,6	8,6	8,6	8,6	4,0	6,5	9,0
Y, см	13	13	11	11	6,0	6,0	6,0	6,0	9,0	6,2	3,6

$$X_0 = \frac{266 * 2,2 + 73 * 2,3 + 297 * 3,4 + 297 * 6 + 297 * 8,6 + 35 * 4 + 35 * 6,5 + 35 * 9 + 36,8 * 3,4 + 36,8 * 6 + 36,8 * 8,6}{265 + 74 + 297 + 297 + 297 + 35 + 35 + 35 + 36,8 + 36,8 + 36,8}$$

$$= 5,2 \text{ см}$$

$$Y_0 = \frac{265 * 13 + 74 * 13 + 297 * 11 + 297 * 8,5 + 297 * 6 + 35 * 9 + 35 * 6,2 + 35 * 3,6 + 36,8 * 11 + 36,8 * 8,5 + 36,8 * 8,6}{265 + 74 + 297 + 297 + 297 + 35 + 35 + 35 + 36,8 + 36,8 + 36,8}$$

=9,4 см

Из-за архитектурных соображений (ЦЭН попал в жилое здание) ТП лб.1 целесообразно сместить:

$$X_{o \text{ факт}} = 5,9 \text{ см}; Y_{o \text{ факт}} = 8,9 \text{ см.}$$

Расчеты ЦЭН для остальных ТП проводят аналогично. Расчеты снесены в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетные и фактические координаты расположения ТП 10/0,4 кВ

Номер ТП	$X_{o \text{ расч}}$	$Y_{o \text{ расч}}$	$X_{o \text{ факт}}$	$Y_{o \text{ факт}}$
лб.1	5,2	9,4	5,9	8,9
л8	11,8	12	11,6	12,4
лб.2	14,1	3,6	13	4
л4	19,5	11,3	20,6	10,8
л.1	31,3	11,6	27,5	11
л2.2	27,2	6,7	29,2	8
л3.1	33,3	11,9	35,3	11,8
л3.2	35,6	8,6	36,6	8,2
л4.1	47,7	12,8	47,1	11,5
л4.2	45,9	8,9	46,5	8,3
л5.1	57,9	13	56	11,5
л5.2	56,3	9,8	56,3	9,8
л5.3	54,4	6	54	6,2

5 Расчёт наружной осветительной сети 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти

5.1 Расчёт уличного освещения проезжей части

Распределительные сети наружного освещения территорий микрорайонов, улиц и дорог выполняем кабельной линией.

Согласно рекомендациям [7,12-14] способов расположения светильников для улиц и дорог при ширине проезжей части менее 12 м принимаем схему расположения светильников - однорядную, с одной стороны проезжей части. По проекту ширина проезжей части 7 м, высота подвеса светильников - 8 м.

В расчете, при нормированной средней яркости покрытия, за основу расчета берется коэффициент использования по яркости η_L [14].

По значению η_L определяется необходимый поток Φ'

$$\Phi' = \frac{L * k * \pi}{\eta_L}, \quad (5.1)$$

где L - нормированная яркость, кд/м², для улиц общегородского значения категории А принимаем L=0,8 кд/м² [12] при средней горизонтальной освещенности покрытия 15 Лк; k=1,6 - коэффициент запаса, для улиц общегородского значения [12]; η_L - коэффициент использования по яркости.

$$\Phi' = \frac{0,8 * 1,6 * 3,14}{0,056} = 71,77 \text{ лм/м}^2.$$

Световой поток лампы ДНаТ 150 Вт равен $\Phi=15000$ Лм [12], т.е. может осветить площадь $15000/71 = 211 \text{ м}^2$, что при ширине проезжей части 7 м соответствует расстоянию между светильниками 30 м.

5.2 Расчёт внутриквартального освещения

По значению η_L определяется необходимый поток Φ'

$$\Phi' = \frac{L * k * \pi}{\eta_L} = \frac{0,3 * 1,6 * 3,14}{0,056} = 26,9 \text{ Лм/м}^2.$$

где L - нормированная яркость, кд/м², для улиц и дорог местного значения категории В составляет 0,3 кд/м² [12] при средней горизонтальной освещенности покрытия 4 Лк; $k = 1,6$ - коэффициент запаса, для улиц и дорог местного значения; η_L - коэффициент использования по яркости.

Световой поток лампы ДНаТ 70 Вт равен $\Phi=6800$ Лм [12], т.е. может осветить площадь $6800/27=251 \text{ м}^2$, что при ширине проезжей части 7 м соответствует расстоянию между светильниками 35 м.

5.3 Суммарный расчёт мощности осветительной сети

Рассчитаем осветительную мощность по ТП л5.1. Определим число светильников ДНаТ 15

$$N_1 = \frac{357}{30} = 12 \text{ светильников.}$$

Определим число светильников ДНаТ 70

$$N_1 = \frac{920}{35} = 26 \text{ светильников.}$$

Определим мощность светильников ДНаТ 150

$$P_{ул} = N_{\Sigma} \cdot P_{уст} \cdot K_{пра}, \quad (5.2)$$

где $P_{уст}$ - установленная мощность ламп; $K_{пра}$ - коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре, $K_{пра} = 1,1$ [12].

$$P_{дор} = 12 \cdot 150 \cdot 1,1 = 1980 \text{ Вт.}$$

Определим мощность светильников ДНаТ 70 по формуле (5.2)

$$P_{кв} = 26 \cdot 70 \cdot 1,1 = 2002 \text{ Вт.}$$

По ТП нагрузка уличного освещения составляет:

$$P_{освещен} = P_{дор} + P_{кв} = 1980 + 2002 = 3,982 \text{ кВт,}$$

$$Q_{освещен} = P_{освещен} \cdot \text{tg}\varphi = 3,928 \cdot 0,61 = 2,43 \text{ квар,}$$

где $\text{tg}\varphi = 0,61$ для ламп ДНаТ.

$$S_{освещен} = \sqrt{P_{освещен}^2 + Q_{освещен}^2} = \sqrt{3,982^2 + 2,43^2} = 4,66 \text{ кВА.}$$

Расчёт мощности осветительной сети 14 А квартала сведен в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчёт мощности осветительной сети

Номер ТП	ДНаТ 70	ДНаТ 150	tgφ	P _{осв.} , Вт	S _{осв.} , кВА
л6.1	33	-	0,61	2543	3006
л8	39	-	0,61	3001	3517
л6.2	33	31	0,61	7666	8970
л4	36	0	0,61	2771	3245
л.1	20	0	0,61	1550	1815
л2.2	20	0	0,61	1530	1794
л3.1	39	0	0,61	3010	3531
л3.2	0	0	0,61	0	0
л4.1	57	0	0,61	4377	5132
л4.2	54	17	0,61	6971	8168
л5.1	39	0	0,61	3003	3518
л5.2	34	23,8	0,61	6554	7679
л5.3	0	0	0,61	0	0

6 Выбор числа и мощности ТП 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти

6.1 Предварительный расчёт мощности силовых трансформаторов ТП 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти

Основные потребители 14 А квартала Автозаводского района г.Тольятти относятся к электроприемникам II категории. Поэтому в соответствии с требованиями ПУЭ [3] к установке на всех ТП 14 А квартала необходимо два трансформатора (n=2), т.е. принимаем двухтрансформаторные подстанции.

Максимальная полная мощность, приходящаяся на ТП [10]

$$S_m = \frac{\Sigma P_{р\text{ТП}}}{\cos \varphi_{\text{ср.взв}}}, \quad (6.1)$$

где $P_{\Sigma \text{max}}$ - суммарная активная мощность, кВт; $\cos \varphi_{\text{ср.взв}}$ - средневзвешенное значение $\cos \varphi$, который определяется через $\text{tg} \varphi_{\text{ср.взв}}$

$$\text{tg} \varphi_{\text{ср.взв}} = \frac{\sum Q_i}{\sum P_i} \quad (6.2)$$

Мощность одного трансформатора определяется по формуле

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{S_m}{K_3 \cdot n}, \quad (6.3)$$

где $K_3=0,7$ - коэффициент загрузки трансформатора.

Пример расчёта мощности трансформаторов трансформаторной подстанции ТП лб.2 приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Потребители ТП лб.2

Наименование объекта	P_p , кВт	Q_p , квар	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Л 3-маг	176,000	80,96	0,896	0,46
Л 6.7-маг	297,000	103,099	0,94	0,347
Л гар-5	35,000	13,3	0,929	0,38
Л6.8-маг	387,920	135,849	0,939	0,35
Л 6.8-маг а,б,в	83,200	38,272	0,896	0,46
Л Школа	250,000	95,000	0,929	0,38
Л буд	3,3	1,8	0,84	0,61

$$\Sigma P_p = 176 + 297 + 35 + 387,9 + 83 + 250 + 3,3 = 1231,2 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q_p = 81 + 103 + 13 + 135,8 + 38 + 95 + 1,8 = 467,6 \text{ квар};$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{ср.взв.}} = \frac{467}{1231} = 0,379 \Rightarrow \cos\varphi_{\text{ср.взв.}} = 0,93.$$

Суммарная расчетная активная мощность трансформаторной подстанции
 $\Sigma P_{\text{рТП}}$

$$\Sigma P_{\text{рТП}} = P_{\text{зд.р.макс}} + \sum P_{\text{зд.р.и}} \cdot K_{\text{р.Ми}} \quad (6.4)$$

где $P_{\text{зд.р.макс}}$ - наибольшая расчетная нагрузка; $P_{\text{зд.р.и}}$ - расчетные нагрузки зданий; $K_{\text{р.Ми}}$ - коэффициенты разновременности максимумов нагрузки, определяются по [11].

$$\Sigma P_{\text{рТП}} = 176 + 297 + 35 \cdot 0,7 + 387,9 + 83 \cdot 0,8 + 250 \cdot 0,6 + 1,8 = 1103,6 \text{ кВт},$$

$$S_m = \frac{1103,6}{0,93} = 1186,6 \text{ кВА}.$$

Расчетная мощность одного трансформатора ТП

$$S_{\text{тр.расч.}} = \frac{1186,6}{2 \cdot 0,7} = 847,5 \text{ кВА.}$$

К установке на ТП лб.2 принимаем силовые трансформатора типа ТМГ–1000/10/0,4 кВ, $S_{\text{нт}}=1000$ кВА.

Расчёт мощности силовых трансформаторов ТП 14А квартала сведен в таблицу 8.

6.2 Проверка силовых трансформаторов на перегрузочную способность

Для проверки силовых трансформаторов определяем коэффициент перегрузки силовых трансформаторов

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_{\text{нт}} \cdot n}{S_m}, \quad (6.5)$$

Если коэффициент перегрузки ≥ 1 , то силовые трансформаторы ТП не испытывают систематической нагрузки и проверка на аварийную перегрузку не требуется [10].

Выполним проверку на систематическую перегрузку силовые трансформаторы ТП лб.2

$$K_{\text{пер}} = \frac{1000 * 2}{1186,6} = 1,68;$$

$$1,68 > 1.$$

Таким образом, проверка силовых трансформаторов на аварийную перегрузку не требуется.

Проверка силовых трансформаторов ТП 14 А квартала на систематическую перегрузку сведен в таблицу 9.

Таблица 8 – Предварительный расчёт мощности силовых трансформаторов ТП 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти

ТП	ΣP_p	ΣQ_p	$\operatorname{tg}\varphi_{\text{ср.взв}}$	$\cos\varphi_{\text{ср.взв}}$	$\Sigma P_{\text{рТП}}$	S_m	$S_{\text{тр.расч}}$	$S_{\text{нт}}$	$K_3_{\text{расч}}$
лб.1	1449,59	518,01	0,357	0,93	1381,21	1474,35	1053,1	1250	0,589
л8	1272,3	447,26	0,352	0,93	1139,46	1213,68	866,91	1000	0,606
лб.2	1230,96	467,37	0,38	0,92	1068,62	1150,56	821,83	1000	0,575
л4	1563,16	516,81	0,331	0,94	1519,64	1606,66	1147,61	1250	0,642
л1	1306,36	443,87	0,34	0,94	1250,04	1325,84	947,02	1000	0,662
л2.2	1252,74	386,02	0,308	0,95	1107,56	1162,31	830,22	1000	0,581
л3.1	956,71	372,84	0,39	0,92	898,59	971,431	693,87	1000	0,485
л3.2	1209,95	405,97	0,336	0,94	1099,35	1164,27	831,62	1000	0,582
л4.1	1168,14	380,281	0,326	0,94	1139,34	1202,5	858,93	1000	0,601
л4.2	1026,72	630,2	0,351	0,93	906,2	964,98	689,27	1000	0,482
л5.1	1552,38	737,15	0,46	0,89	1552,38	1788,3	1243,36	1250	0,696
л5.2	1205,96	437,61	0,363	0,93	1141	1220,48	871,77	1000	0,61
л5.3	1238,35	420,41	0,339	0,94	1078,17	1143,44	816,74	1000	0,571

Таблица 9 – Проверка силовых трансформаторов ТП 14А квартала на систематическую перегрузку

ТП	K_{HT}
л6.1	1,695663
л8	1,6478737
л6.2	1,7382719
л4	1,556022
л1	1,508476
л2.2	1,7207052
л3.1	2,058817
л3.2	1,7178026
л4.1	1,6631973
л4.2	2,0725719
л5.1	1,4355996
л5.2	1,6387
л5.3	1,7491083

Проверка силовых трансформаторов на аварийную перегрузку не требуется.

7 Выбор схемы и предварительный расчет распределительной сети 10 кВ 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти

7.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

В распределительных сетях 10 кВ городов нашли применение [11]:

- магистральная распределительная сеть 10 кВ без резервирования линий и трансформаторов. Сеть характеризуется наименьшими капиталовложениями на осуществление электроснабжения потребителей из-за отсутствия резервирования элементов сети и выбора параметров всех элементов сети только по условиям нормального режима работы. Применяется для электроснабжения потребителей III категории в посёлках городского типа при воздушных линиях;

- петлевая неавтоматизированная распределительная сеть. По условиям надежности петлевые линии 10 кВ следует присоединять к территориально разным центрам питания. Петлевые линии 380 В могут питаться от одного или двух ТП. Петлевые сети применяются при воздушных и кабельных линиях. В нормальном режиме петлевые линии размыкаются на одной из ТП. Петлевые сети рекомендуются в качестве основных для электроснабжения потребителей II и III категорий жилых районов. Если в районе, обслуживаемом петлевыми сетями, имеются отдельные приёмники или потребители электроэнергии I категории, то в таких случаях применяется выборочное резервирование питания;

- радиально-магистральная автоматизированная сеть 0,38-10 кВ с резервированием линий и трансформаторов. Линии обычно кабельные. По технико-экономическим показателям основным типом такой сети являются варианты АВР на стороне 380 В при двухтрансформаторных ТП. В некоторых случаях находят применение однотрансформаторные ТП с АВР на

выключателях нагрузки на стороне 10 кВ. Областью применения магистральных автоматизированных сетей являются:

- 1) районы, в которых по технико-экономическим показателям целесообразно применение двухтрансформаторных ТП;
- 2) потребители со значительной частью электроприёмников I категории.

В выпускной квалификационной работе для сравнения рассматриваются два варианта схем распределительной сети:

- вариант 1 - петлевая;
- вариант 2 - радиально-магистральная.

Согласно требованиям [5,6] электрические сети 10 кВ на территории городов в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше выполняются, как правило, кабельными. С учетом требований ПУЭ кабельные линии 10 кВ прокладывают в траншеях на глубине не менее 0,7 м [15].

7.2 Предварительный расчет распределительной сети 10 кВ

В соответствии с требованиями [3] при прокладке кабелей 10 кВ в земле сечение кабелей с алюминиевыми жилами следует принимать не менее 35 мм². Выбор экономически целесообразного сечения кабеля выполняется по выражению [11]

$$F = \frac{I_p}{j_3}, \quad (7.1)$$

где I_p - расчетный ток, определяется по выражению

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U_n}, \quad (7.2)$$

S_p - максимальная расчетная мощность, передающаяся по кабелю; j_b - экономическая плотность тока, $j_b=1,4 \text{ А/мм}^2$ [3].

При прокладке в траншее более 1 кабеля следует учитывать поправочный коэффициент k' , значение которого для 2 кабельных линий, проложенных на расстоянии 300 мм с учетом [3] принимаем $k'=0,93$

Выберем сечение кабеля на участке «ГПП-2 - РП-14 Лесное» (рисунок 1). Расчетная нагрузка кабеля на участке «ГПП-2 - РП-14 Лесное»

$$P_{p0-1} = \sum_{i=1}^n P_{\Sigma i} \cdot K_y, \quad (7.3)$$

где $K_y = 0,85$ [11]; $P_{\Sigma i}$ - суммарная расчетная нагрузка i -й ТП.

$$P_{p0-1} = (P_{\Sigma 1} + P_{\Sigma 2} + P_{\Sigma 3} + P_{\Sigma 4} + P_{\Sigma 5} + P_{\Sigma 6} + P_{\Sigma 7} + P_{\Sigma 8} + P_{\Sigma 9} + P_{\Sigma 10} + P_{\Sigma 11} + P_{\Sigma 12} + P_{\Sigma 13}) \cdot 0,8 =$$

$$= (724,8 + 636,2 + 65,5 + 781,6 + 653,2 + 626,4 + 478,4 + 605 + 584,1 + 513,4 + 801,2 + 603 +$$

$$+ 619,2) \cdot 0,8 = 7841,7 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0-1} = P_{p0-1} \cdot \text{tg}\varphi = 7841,7 \cdot 0,43 = 3371 \text{ квар};$$

$$S_{p0-1} = \sqrt{7841,7^2 + 3371^2} = 8534 \text{ кВА};$$

$$I_{p0-1} = \frac{8534}{3 \cdot 10,5} = 469,3;$$

$$F_{0-1} = \frac{469,3}{1,4} = 335,1 \text{ мм}^2;$$

Выбираем одножильный кабель марки АПВП с сечением жилы 400 мм^2
 $I_{\text{доп}} = 525 \text{ А}$, с учетом поправочного коэффициента $k' = 0,93$ $I_{\text{доп}} = 488 \text{ А}$.

7.3 Предварительный расчёт распределительной сети 10 кВ варианта 1 (петлевая схема)

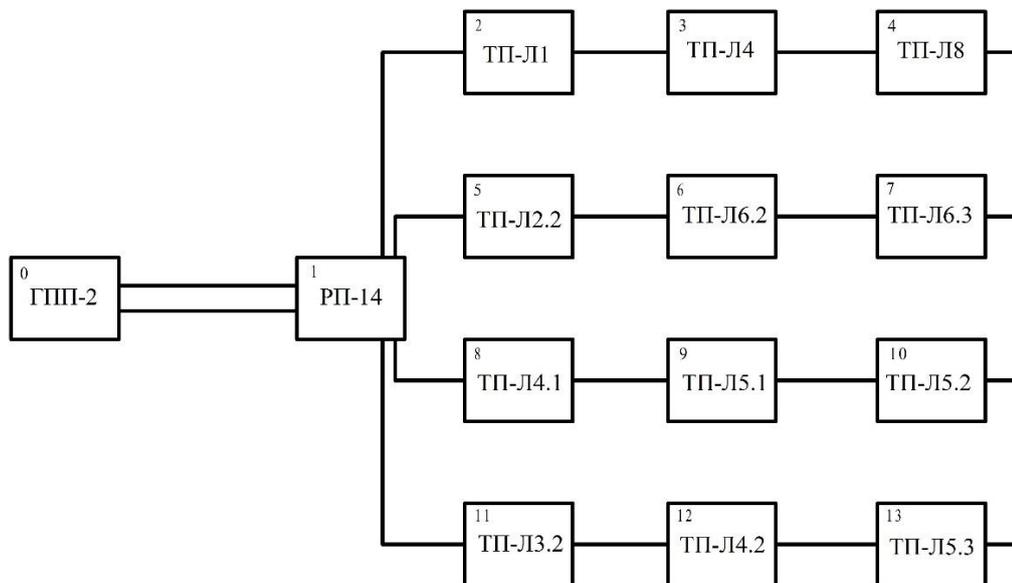


Рисунок 1 – Расчётная схема распределительных сетей 10 кВ 14 А квартала
(вариант 1 - петлевая схема)

Выбираем сечения кабелей распределительной сети 10 кВ от РП.

Определяется ток на каждом участке сети 10 кВ:

$$I_{pi} = \frac{S_i}{\sqrt{3} * U_n}, \quad (7.4)$$

$$I_{p12} = \frac{S_{12}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{3832}{\sqrt{3} * 10} = 221,2 \text{ A},$$

$$I_{p23} = \frac{S_{23}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{2623}{\sqrt{3} * 10} = 151,5 \text{ A},$$

$$I_{p34} = \frac{S_{34}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{1177}{\sqrt{3} * 10} = 68,9 \text{ A},$$

$$I_{p45} = \frac{S_{45}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{3639}{\sqrt{3} * 10} = 210,1 \text{ A},$$

$$I_{p56} = \frac{S_{56}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{2480}{\sqrt{3} * 10} = 143,2 \text{ A},$$

$$I_{p67} = \frac{S_{67}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{1341}{\sqrt{3} * 10} = 77,4 \text{ A},$$

$$I_{p78} = \frac{S_{78}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{3679}{\sqrt{3} * 10} = 212,4 \text{ A},$$

$$I_{p89} = \frac{S_{89}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{2598}{\sqrt{3} * 10} = 150 \text{ A},$$

$$I_{p9-10} = \frac{S_{9-10}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{1115}{\sqrt{3} * 10} = 64,4 \text{ A},$$

$$I_{p10-11} = \frac{S_{10-11}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{3215}{\sqrt{3} * 10} = 185,6 \text{ A},$$

$$I_{p11-12} = \frac{S_{11-12}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{2095}{\sqrt{3} * 10} = 120,9 \text{ A},$$

$$I_{p12-13} = \frac{S_{12-13}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{1145}{\sqrt{3} * 10} = 66,1 \text{ A}.$$

По формуле (7.1) определяем экономическую плотность тока и принимаем стандартное большее сечение кабеля (марка кабеля – АПвП [15])

$$F_{12} = 158 \text{ мм}^2; F_{ст.12} = 185 \text{ мм}^2; I_{доп} = 371 \text{ A};$$

$$F_{23} = 108 \text{ мм}^2; F_{ст.23} = 120 \text{ мм}^2; I_{доп} = 298 \text{ A};$$

$$F_{34} = 48,5 \text{ мм}^2; F_{ст.34} = 50 \text{ мм}^2; I_{доп} = 195 \text{ A};$$

$$F_{56} = 102 \text{ мм}^2; F_{ст.56} = 120 \text{ мм}^2; I_{доп} = 298 \text{ A};$$

$$F_{67} = 77,4 \text{ мм}^2; F_{ст.67} = 95 \text{ мм}^2; I_{доп} = 263 \text{ A};$$

$$F_{78} = 151 \text{ мм}^2; F_{ст.78} = 185 \text{ мм}^2; I_{доп} = 371 \text{ A};$$

$$F_{89} = 107 \text{ мм}^2; F_{ст.89} = 120 \text{ мм}^2; I_{доп} = 298 \text{ A};$$

$$F_{9-10} = 46 \text{ мм}^2; F_{ст.9-10} = 50 \text{ мм}^2; I_{доп} = 195 \text{ A};$$

$$F_{10-11} = 132 \text{ мм}^2; F_{ст.10-11} = 150 \text{ мм}^2; I_{доп} = 329 \text{ A};$$

$$F_{11-12} = 86 \text{ мм}^2; F_{ст.11-12} = 95 \text{ мм}^2; I_{доп} = 263 \text{ A};$$

$$F_{12-13} = 47 \text{ мм}^2; F_{ст.12-13} = 50 \text{ мм}^2; I_{доп} = 195 \text{ A};$$

$$F_{15} = 150 \text{ мм}^2; F_{ст.15} = 150 \text{ мм}^2; I_{доп} = 329 \text{ A}.$$

Проверка выбранных сечений кабелей 10 кВ в аварийных режимах - обрыв линии 1-2,1-5,1-8,1-11 приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка выбранных сечений кабелей 10 кВ в аварийных режимах

Обрыв участка	Номер участка	$S_{iав}, \text{кВА}$	$I_{iав}, \text{А}$	$F_{ст.}, \text{мм}^2$	$I_{доп}, \text{А}$	$F_{принятое}, \text{мм}^2$
1-2	1-5	7471,5	431,4	150	329	300
	5-6	6312,4	364,4	120	298	185
	6-7	5173,5	298,7	95	263	150
	7-4	3832,2	221,3	70	240	70
	4-3	2655	153,3	50	195	120
	3-2	1208,7	69,8	120	298	185
1-5	1-2	7471,5	431,4	185	371	300
	2-3	6262,8	361,6	120	298	185
	3-4	4816,5	278,1	50	195	120
	4-7	3639,3	210,1	70	240	70
	7-6	2298,1	132,7	95	263	150
	6-5	1159,1	66,9	120	298	185
1-8	1-11	6894,5	398,1	150	329	240
	11-12	5775	333,4	95	263	185
	12-13	4825	278,6	50	195	120
	10-13	3679,3	212,4	70	240	70
	10-9	2563,4	148	50	195	95
	9-8	1080,8	62,4	120	298	185
1-11	1-8	6894,5	398,1	185	371	240
	8-9	5813,7	335,7	120	298	185
	9-10	4331,1	250,1	50	195	95
	10-13	3215,3	185,6	70	240	70
	13-12	2069,5	119,5	50	195	120
	12-11	1119,5	64,6	96	263	185
0-1	01	17942	938,6	400	488	2*400

Проверка выбранных сечений кабелей по допустимой потере напряжения:

1. Определяется расчетная потеря напряжения на участке кабельной линии

$$\Delta U_p = \Delta U_{\text{тб}} \cdot \sum P_{pi} \cdot L_i, \quad (7.5)$$

где $\Delta U_{\text{тб}} = 0,925$ %/кВт·км - табличное значение удельной величины потери напряжения, взято из [11]; L_i - длины участков линий.

2. Расчетная потеря напряжений ΔU_p сравнивается с допустимой потерей напряжения $\Delta U_{\text{дон}}$

$$\Delta U_{\text{дон}} \geq \Delta U_p, \quad (7.6)$$

где $\Delta U_{\text{дон·норм}} = 5\%$ - допустимая потеря напряжения в нормальном режиме работы; $\Delta U_{\text{дон·ав.}} = 10\%$ - допустимая потеря напряжения в аварийном режиме работы, определяется из [11].

Потеря напряжения на участке 2-1-4-5

$$\begin{aligned} \Delta U_{1-2-3-4} &= 0,654 \cdot 1014 \cdot 320 \cdot 10 \cdot 10^6 + 0,925 (720,2 \cdot 320 + 265,3 \cdot 300) = \\ &= 0,45 \% < 5\% \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 2-3-6-5

$$\begin{aligned} \Delta U_{1-5-6-7} &= 0,654 \cdot 1014 \cdot 320 \cdot 10 \cdot 10^6 + 0,925 (658,2 \cdot 320 + 147,7 \cdot 310) 10^6 = \\ &= 0,43 \% < 5\% \end{aligned}$$

Определяются потери напряжения в аварийном режиме работы.

Обрыв участка 1-2

$$\begin{aligned} \Delta U_{1-8-9-10-11} &= 0,654 \cdot 1968 \cdot 320 \cdot 10^6 + 0,925 \cdot (1613 \cdot 230 + 1094 \cdot 310 + 689 \cdot 300 + \\ &+ 234 \cdot 320) \cdot 10^6 = 1,33\% < 10\%. \end{aligned}$$

Обрыв участка 2-3

$$U_{2-1-4-5-6-3} = 0,654 \cdot 1968 \cdot 220 \cdot 10^{-6} + 0,925 \cdot (1734 \cdot 320 + 1279 \cdot 300 + 872 \cdot 310 + 355 \cdot 230) \cdot 10^{-6} = 1,48\% < 10\%.$$

Выбранные сечения кабельной сети 10 кВ по варианту 1 удовлетворяют условиям проверки по нагреву длительно допустимым током и по потере напряжения.

7.3 Предварительный расчёт распределительной сети 10 кВ варианта 2 (радиально-магистральная схема)

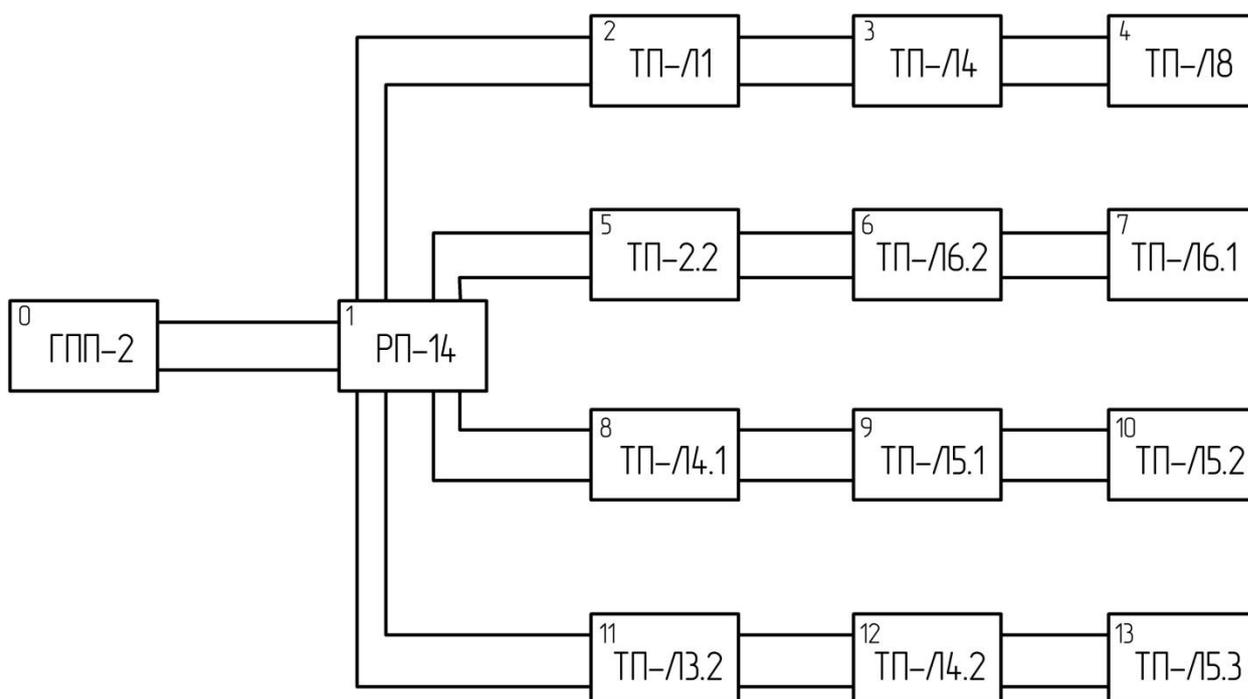


Рисунок 2 – Расчётная схема распределительных сетей 10 кВ 14 А квартала (вариант 2 – радиально магистральная схема)

Расчет и выбор сечений кабельной сети производится аналогично, как и для варианта I. Расчет в аварийном режиме производится при обрыве одной из цепи двух цепной линии. Результаты расчетов сведены в таблицу 11. Проверка выбранных сечений кабелей по допустимой потере напряжения производится при выходе из работы одного из двух кабелей в начале ветви. Результаты расчетов сведены в таблицу 12.

Таблица 11 - Проверка выбранных сечений кабелей 10 кВ в аварийных режимах

Номер участка	$S_{iав}$, кВА	$I_{авi}$, А	$I_{доп}$, А	$F_{принятое}$, мм ²	$I_{авi}$, А
1-2	1916,1	221,3	263,0	95,0	221,3
2-3	1311,8	151,5	240,0	70,0	151,5
3-4	588,6	68,0	195,0	50,0	68,0
1-5	1819,6	210,1	263,0	95,0	210,1
5-6	1240,1	143,2	240,0	70,0	143,2
6-7	670,6	77,4	195,0	50,0	77,4
1-8	1839,6	212,4	263,0	95,0	212,4
8-9	1299,2	150,0	240,0	70,0	150,0
9-10	557,9	64,4	195,0	50,0	64,4
1-11	1607,6	185,6	240,0	70,0	185,6
11-12	1047,9	121,0	195,0	50,0	121,0
12-13	572,9	66,2	195,0	50,0	66,2

Таблица 12 - Проверка выбранных сечений кабелей 10 кВ по допустимой потере напряжения $\Delta U_{доп}$

Номер участка	P_i , кВт	L_i , м	ΔU_p , %	$\Delta U_{p.ав}$, %
1-2	1916	300	0,73	2,11
1-5	1819	330	0,68	3,11
1-8	1839	320	0,65	2,32
1-11	1607	220	0,67	2,18

Условие (7.6) выполняется, следовательно, выбранные сечения кабельной сети 10 кВ по варианту 2 удовлетворяют условиям проверки по нагреву длительно допустимым током и по потере напряжения.

8 Проверка выбранных сечений кабелей распределительной сети 10 кВ

Для проверки выбранных сечений кабелей 10 кВ на термическую стойкость необходимо выполнить расчет токов короткого замыкания, который выполняется по методике [8].

8.1 Расчет токов короткого замыкания

Вариант 1 – петлевая сеть

Схема замещения петлевой сети приведена на рисунке 3.

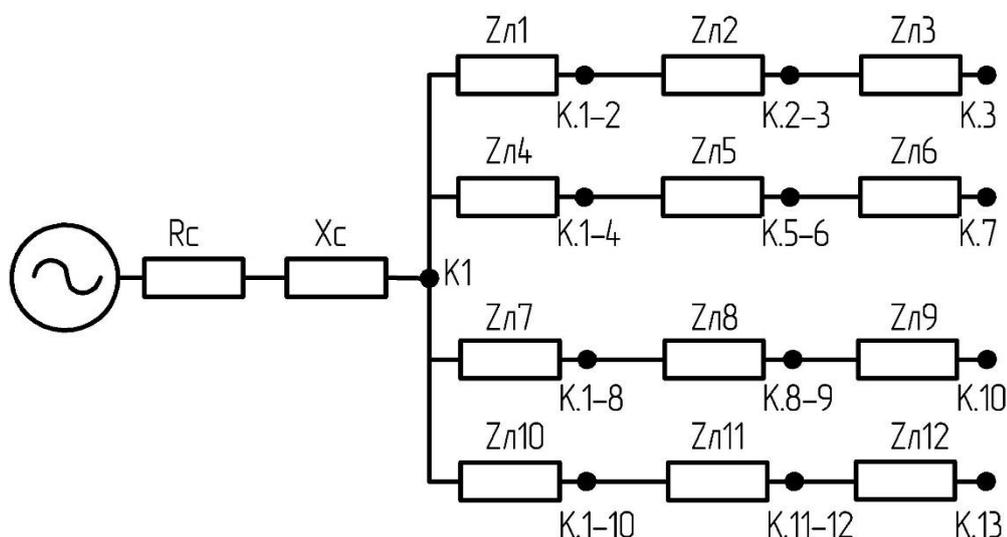


Рисунок 3- Схема замещения петлевой сети

Алгоритм расчета тока КЗ в точке К1:

1. Сопротивление системы $X_C = 0,27$ Ом.
2. Сопротивления кабельных линий:

$$X_{л} = X_o \cdot L, \quad R_{л} = R_o \cdot L, \quad (8.1)$$

где X_0 ; R_0 - погонные индуктивное и активное сопротивления кабельной линии; L - длина участка линии, км.

$$X_{л} = \frac{0,096}{2} \cdot 4,96 = 0,23 \text{ Ом};$$

$$r_{л} = \frac{0,1}{2} \cdot 4,96 = 0,248 \text{ Ом}.$$

2. Суммарное сопротивление в точке К1

$$R_{к1} = R_{л} = 0,248 \text{ Ом};$$

$$X_{к1} = X_{с} + X_{л} = 0,27 + 0,23 = 0,5 \text{ Ом};$$

$$Z_{к1} = \sqrt{r_{к1}^2 + x_{к1}^2} = \sqrt{0,248^2 + 0,5^2} = 0,55 \text{ Ом}.$$

$$X_{к1}^* = \frac{Z \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = \frac{0,55 \cdot 100}{10,5^2} = 0,4989.$$

где $S_{\sigma} = 100$ МВА, $U_{\sigma} = 10,5$ кВ.

3. Ток $I_{\infty к1}$ в точке К1:

$$I_{\infty к1} = \frac{I_{\infty к2}^* \cdot S_{\sigma}}{\sqrt{3} U_{\sigma}}, \text{ кА}. \quad (8.2)$$

По кривым [8] определяется установившееся значение тока КЗ в относительных единицах $I_{\infty к1} = 1,8$.

Значение тока К.З. в именованных единицах

$$I_{\infty к1} = \frac{I_{\infty к1} \cdot S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1,8 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,89 \text{ кА}.$$

4. Ток КЗ в начальный момент времени ($t=0$) при $I_{ок1}^* = 2$ [8]

$$I_{\infty к1} = \frac{I_{0к1} \cdot S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{2 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 11 \text{ кА}.$$

5. Ударный ток:

$$i_{удк1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{ок1}, \quad (8.3)$$

где $k_{уд} = 1,35$ ударный коэффициент [8];

$$i_{удк1} = \sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 11 = 21,0 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания в остальных точках приведен в таблице 13.

Вариант 2 – радиально-магистральная сеть

Схема замещения радиально-магистральной сети приведена на рисунке 4.

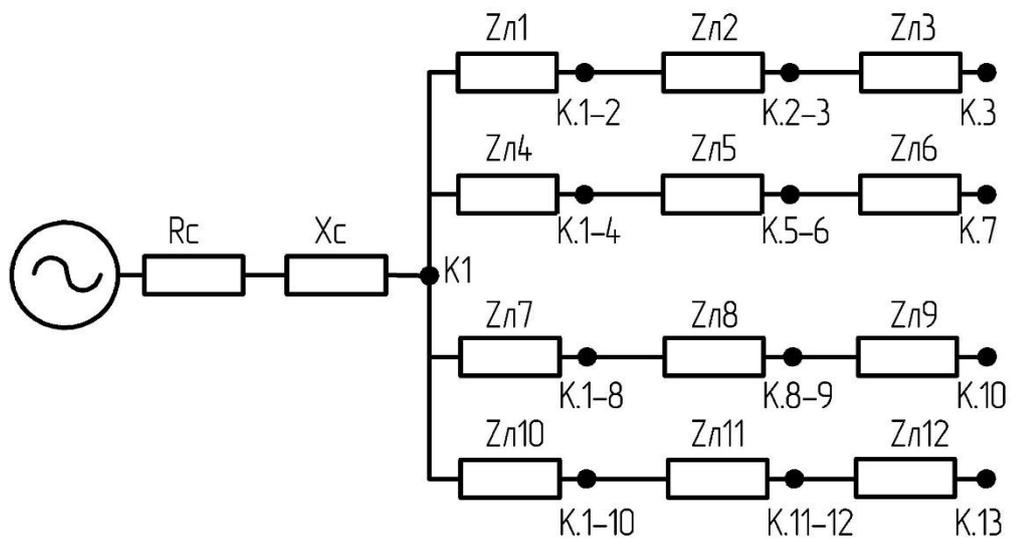


Рисунок 4- Схема замещения радиально-магистральной сети

Таблица 13 - Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	S	L	X_0	R_0	$X_{л}, \text{ Ом}$	$\Gamma_{л}, \text{ Ом}$	$X_{ki}, \text{ Ом}$	$\Gamma_{ki}, \text{ Ом}$	$Z_{ki}, \text{ Ом}$	X_{ki}^*	I^*_{∞}	$I^*_{0, \text{ кА}}$	$I_{\infty, \text{ кА}}$	$I_0, \text{ кА}$	$i_{в.п. \text{ кА}}$
1-2	300	0,24	0,10	0,10	0,02	0,02	0,52	0,27	0,59	0,53	1,64	9,02	1,64	9,02	17,80
2-3	185	0,20	0,10	0,16	0,02	0,03	0,54	0,30	0,62	0,56	1,60	8,80	1,59	8,74	17,26
3-4	120	0,31	0,11	0,25	0,03	0,08	0,58	0,38	0,69	0,63	1,50	8,25	1,46	8,03	15,85
1-5	300	0,30	0,10	0,10	0,03	0,03	0,53	0,28	0,60	0,54	1,63	8,96	1,63	8,96	17,69
5-6	185	0,51	0,10	0,16	0,05	0,08	0,58	0,36	0,68	0,62	1,51	8,30	1,46	8,03	15,85
6-7	150	0,28	0,11	0,21	0,03	0,06	0,61	0,42	0,74	0,67	1,42	7,81	1,34	7,37	14,54
1-8	240	0,33	0,10	0,13	0,03	0,04	0,53	0,29	0,61	0,55	1,61	8,85	1,61	8,85	17,48
8-9	185	0,26	0,10	0,16	0,03	0,04	0,56	0,33	0,65	0,59	1,57	8,63	1,52	8,36	16,50
9-10	95	0,12	0,11	0,32	0,01	0,04	0,57	0,37	0,68	0,62	1,51	8,30	1,46	8,03	15,85
1-11	240	0,22	0,10	0,13	0,02	0,03	0,52	0,28	0,59	0,53	1,64	9,02	1,64	9,02	17,80
11-12	185	0,28	0,10	0,16	0,03	0,05	0,55	0,32	0,64	0,58	1,58	8,69	1,53	8,41	16,61
12-13	120	0,26	0,11	0,25	0,03	0,06	0,58	0,38	0,69	0,63	1,50	8,25	1,46	8,03	15,85

Расчет токов короткого замыкания выполняется аналогично. Результаты расчетов:

Точка К1-2 $I_{\infty} = 8,59$ кА; $I_0=8,74$ кА; $i_{yd} = 17,29$ кА.

Точка К1-5 $I_{\infty} = 8,59$ кА; $I_0=8,74$ кА; $i_{yd} = 17,19$ кА.

Точка К1-8 $I_{\infty} = 8,57$ кА; $I_0=8,44$ кА; $i_{yd} = 16,89$ кА.

Точка К1-11 $I_{\infty} = 8,53$ кА; $I_0=8,34$ кА; $i_{yd} = 16,49$ кА.

Точка К2-3 $I_{\infty} = 8,439$ кА; $I_0=7,86$ кА; $i_{yd} = 15,13$ кА.

Точка К3-4 2 $I_{\infty} = 6,91$ кА; $I_0=6,74$ кА; $i_{yd} = 12,29$ кА.

Точка К5-6 $I_{\infty} = 6,71$ кА; $I_0=6,44$ кА; $i_{yd} = 13,24$ кА.

Точка К6-7 $I_{\infty} = 6,11$ кА; $I_0=5,74$ кА; $i_{yd} = 10,49$ кА.

Точка К8-9 $I_{\infty} = 7,72$ кА; $I_0=6,67$ кА; $i_{yd} = 14,11$ кА.

Точка К9-10 $I_{\infty} = 7,27$ кА; $I_0=6,71$ кА; $i_{yd} = 13,29$ кА.

Точка К11-12 $I_{\infty} = 7,14$ кА; $I_0=6,51$ кА; $i_{yd} = 13,00$ кА.

Точка К12-13 $I_{\infty} = 6,45$ кА; $I_0=5,55$ кА; $i_{yd} = 10,79$ кА.

8.2 Проверка кабелей распределительной сети 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

1. Определяется допустимый ток жилы кабеля

$$I_{\text{доп.э}} = I_{\text{КЗ}} \cdot K, \quad (8.4)$$

где $K = \frac{1}{\sqrt{t}}$, t - продолжительность КЗ в секундах [11].

2. Определяются расчетные времена действия коммутационной аппаратуры и релейной защиты

$$t_n = t_{\text{т.з.}} + t_{\text{отк.ап.}} \quad (8.5)$$

Пример выбранного сечения кабеля 10 кВ на участке «ГПП-2 - РП-14 Лесное» по термической устойчивости

Расчетная точка короткого замыкания К1.

$$t_{\text{отк.ап.}}=0,055 \text{ с,}$$

$$t_{\text{р.з.}}=0,05 \text{ с;}$$

$$I_{\infty}=9900 \text{ А.}$$

$$t_n = t_{\text{т.з.}} + t_{\text{отк.ап.}};$$

$$t_n = 0,55 + 0,05 = 0,105 \text{ с;}$$

$$K = \frac{1}{\sqrt{0,105}} = 3,09;$$

$$I_{\text{д.э.}} = 28,2 \cdot 2 \cdot 3,09 = 174,3;$$

$$I_{\text{д.э.}} > I_{\infty}.$$

Выбранный кабель удовлетворяет условию проверки на термическую стойкость.

Проверка кабелей 10 кВ для варианта 1 (петлевая сеть) и варианта 2 (радиально-магистральная сеть) на термическую стойкость приведена в таблицах 15 и 16.

Окончательно в 14А квартале принимаем вариант – радиально-магистральную сеть.

Таблица 15 - Проверка кабелей 10 кВ для варианта 1 (петлевая сеть) на термическую стойкость

Номер линии	S, мм ²	t _{отк.ап,с}	t _{р.з.,с}	t _{н,с}	I _{кз} , кА	K	I _{доп.э} , кА	I _∞ , кА
1-2	300	0,055	0,05	0,105	28,2	3,086	87,02709	9,02
2-3	185	0,055	0,05	0,105	17,5	3,086	54,00617	8,80
3-4	120	0,055	0,05	0,105	11,3	3,086	34,87256	8,25
1-5	300	0,055	0,05	0,105	28,2	3,086	87,02709	8,96
5-6	185	0,055	0,05	0,105	17,5	3,086	54,00617	8,30
6-7	150	0,055	0,05	0,105	14,2	3,086	43,82215	7,81
1-8	240	0,055	0,05	0,105	22,7	3,086	70,05372	8,85
8-9	185	0,055	0,05	0,105	17,5	3,086	54,00617	8,63
9-10	95	0,055	0,05	0,105	8,9	3,086	27,466	8,30
1-11	240	0,055	0,05	0,105	22,7	3,086	70,05372	9,02
11-12	185	0,055	0,05	0,105	17,5	3,086	54,00617	8,69
12-13	120	0,055	0,05	0,105	11,3	3,086	34,87256	8,25

Таблица 16 - Проверка кабелей 10 кВ для варианта 2 (радиально-магистральная сеть) на термическую стойкость

Номер линии	S, мм ²	t _{отк.ап,с}	t _{р.з.,с}	t _{н,с}	I _{кз} , кА	K	I _{доп.э} , кА	I _∞ , кА
1-2	95	0,055	0,05	0,105	8,9	3,086	27,466	8,80
2-3	70	0,055	0,05	0,105	6,6	3,086	20,36804	8,19
3-4	50	0,055	0,05	0,105	4,7	3,086	14,50451	6,87
1-5	95	0,055	0,05	0,105	8,9	3,086	27,466	8,74
5-6	70	0,055	0,05	0,105	6,6	3,086	20,36804	7,04
6-7	50	0,055	0,05	0,105	4,7	3,086	14,50451	6,10
1-8	95	0,055	0,05	0,105	8,9	3,086	27,466	8,69
8-9	70	0,055	0,05	0,105	6,6	3,086	20,36804	7,70
9-10	50	0,055	0,05	0,105	4,7	3,086	14,50451	7,26
1-11	70	0,055	0,05	0,105	6,6	3,086	20,36804	8,47
11-12	50	0,055	0,05	0,105	4,7	3,086	14,50451	7,26
12-13	50	0,055	0,05	0,105	4,7	3,086	14,50451	6,38

9 Выбор электрооборудования 10 кВ электрической сети 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти

В 14 А квартале распределительный пункт 10 кВ совмещен с ТП 10/0,4 кВ. Выбираем распределительный пункт типа БРТП на десять отходящих линий. Силовые трансформаторы и распределительный щит 0,4 кВ размещаются в отдельных помещениях. БРТП комплектуется камерами RS-12m с вакуумными выключателями типа VD4, распределительное устройство 0,4 кВ - панелями серии Щ0-70 и КРУ 0,4 кВ типа TUR-1 производства АО «Самарский завод «Электрощит» [18]. Панель собственных нужд навесного исполнения установлена в помещении РУ 0,4кВ и 10кВ. Для обеспечения надёжности электроснабжения предусмотрен АВР. Для автоматического регулирования уличного освещения в ночное время устанавливается вводно-распределительный шкаф наружного освещения (ВРШ-НО-М8) с приборами учёта.

Трансформаторные подстанции ТП10/0,4 кВ выбраны блочно-модульными типа 2БКТП-10 производства АО «Самарский завод «Электрощит» [18] с силовыми трансформаторами типа ТМГ–1000/10/0,4 кВ.

9.1 Выбор электрооборудования РП-10 кВ

Результаты выборы электрооборудования приведены в таблицах 17- 19.

Таблица 17 - Выбор электрооборудования ячейки ввода БРТП-10 кВ
(вакуумный выключатель VD4/P 12.12.16)

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{рн} \geq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	938 А	1250 А
$I_{пр.тер}^2 \cdot t_{тер} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{ф}$	12,7 кА ² · с	768 кА ² · с
$i_y < i_{пр.с}$	21,78 кА	40 кА
$I_o^{(3)} < I_{пр.с}$	11 кА	16 кА

Таблица 18 - Выбор электрооборудования ячейки секционирования
(вакуумный выключатель VD4/P 12.06.16)

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{рн} \geq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	470 А	630 А
$I_{пр.тер}^2 \cdot t_{тер} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{ф}$	12,7 кА ² · с	469 кА ² · с
$i_{пр.с} \geq i_y$	21,78 кА	32 кА
$I_o^{(3)} \geq I_{пр.с}$	11 кА	12,5 кА

Таблица 19 - Выбор электрооборудования ячейки отходящих линий
(вакуумный выключатель VD4/P 12.06.16)

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{рн} \geq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	221 А	630 А
$I_{пр.тер}^2 \cdot t_{тер} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{ф}$	12,7 кА ² · с	469 кА ² · с
$i_{пр.с} \geq i_y$	21,78 кА	32 кА
$I_o^{(3)} \geq I_{пр.с}$	11 кА	12,5 кА

В ячейках БРТП-10 кВ к установке принимаем трансформаторы тока типа ТПЛ-10. Выбор трансформаторов тока приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор трансформатора тока БРТП – 10 кВ

Каталожные данные ТТ	Условие выбора проверки	Расчетные данные ТТ		
		ввода	секционирования	отходящей линии
Номинальное напряжение, $U_{\text{ТТ.Н}}=10$ кВ	$U_{\text{ТТ.Н}} \geq U_{\text{НОМ}}$;	10	10	10
Номинальный ток: -первичный, $I_{1\text{НОМ}}=600$ А; -вторичный, $I_{2\text{НОМ}}=5$ А	$I_{\text{расч}} < I_{1\text{НОМ}}$	469	469	221
	$I_{2\text{НОМ}}=5$ А	5	5	5
Класс точности	В соответствии с классом точности, присоединенных приборов	0,5/10Р	0,5/10Р	0,5/10Р
Номинальная вторичная нагрузка, $Z_{\text{НОМ}}=0,4$ Ом	$Z_2 \leq Z_{\text{НОМ}}$,	0,15 Ом	0,13 Ом	0,35 Ом
Динамическая устойчивость, $i_{\text{уд}}=21,8$ кА	$i_{\text{уд}} < i_{\text{дан.НОМ}}$	37,5	37,5	37,5
Термическая устойчивость, 150 кА ² ·с	$I_{\text{пр.тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi}$	143	32,5	11,5

9.2 Выбор электрооборудования 2БКТП

Выбор электрооборудования 2БКТП приведен в таблице 21.

Таблица 21- Выбор электрооборудования ячейки 10 кВ 2БКТП

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Выключатель нагрузки линейного присоединения		
$U_{рн} \geq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	431 А	630 А
$I_{пр.тер}^2 \cdot t_{тер.} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi}$	8,5 кА ² -с	441 кА ² -с
$i_{пр.с} \geq i_y,$	17,8 кА	52 кА
$I_o^{(3)} \geq I_{пр.с}$	9,02 кА	21 к А
Элегазовый выключатель в цепи трансформатора		
$U_{рн} \geq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	77 А	200 А
$I_{пр.тер}^2 \cdot t_{тер.} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi}$	8,5 кА ² -с	441 кА ² -с
$i_{пр.с} \geq i_y,$	17,8 кА	52 кА
$I_o^{(3)} \geq I_{пр.с}$	9,02 кА	21 кА

10 Выбор релейной защиты кабельных линий 10 кВ

Для защиты кабельных линий применяем защиту на переменном оперативном токе с зависимой выдержкой времени с использованием реле типа Seram1000+ [16].

В качестве источников переменного оперативного тока служат трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Расчет МТЗ для защиты питающей кабельной линии на участке «ГПП-2 - РП-14 Лесное». Алгоритм расчета следующий [16].

1. $I_{p.max} = 469 \text{ A}$.

2. К установке приняты трансформаторы тока типа ТПЛ-10-600/5 включенных по схеме «неполная звезда».

3. Ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з.} = \frac{K_H \cdot K_{c.з.}}{K_B} \cdot I_{p.max.}, \quad (10.1)$$

где K_H - коэффициент надежности, для микропроцессорных защит SERAM1000+ $K_H = 1,1$ [16]; $K_{c.з.}$ - коэффициент самозапуска, $K_{c.з.} = 1,2$ [16]; K_B - коэффициент возврата реле, $K_B = 0,935$ [16].

4. Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{c.x.}}{n_{тТ}}, \quad (10.2)$$

где $K_{c.x.}$ - коэффициент схемы, для схемы «неполная звезда» $K_{c.x.} = 1$; $n_{тТ}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока, $n_{тТ} = 120$

$$I_{c.p.} = \frac{662,5 \cdot 1}{120} = 5,52 \text{ A}.$$

5. Выбираем уставку тока срабатывания реле - 6А.

6. Проверка чувствительность защиты

$K_{\text{ч}} > 1,5$;

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р. min.}}}{I_{\text{ср}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{\text{кз.}}}{I_{\text{с.з.}}}; \quad (10.3)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9900}{662,5} = 12,9 > 1,5.$$

Расчеты МТЗ кабельных линий распределительной сети 10 кВ приведены в таблицах 22 и 23.

Таблица 22 - Расчет МТЗ для нормального режима работы

Место установки	$n_{\text{тт}}$	$I_{\text{р}}, \text{А}$	$I_{\text{сз}}, \text{А}$	$I_{\text{ср}}, \text{А}$	$I_{\text{кз}}, \text{кА}$	$K_{\text{ч}}$
ввод	120	469,3	662,5	5,5	9,9	12,9
на ТП-л1	60	221,0	312,0	5,2	8,8	24,4
на ТП-л2.2	60	210,1	296,6	4,9	8,7	25,5
на ТП-л4.1	60	212,4	299,8	5,0	8,7	25,1
на ТП-л2.3	40	185,6	262,0	6,6	8,5	28,0

Таблица 23 - Расчет МТЗ для аварийного режима работы

Место установки	$n_{\text{тт}}$	$I_{\text{р}}, \text{А}$	$I_{\text{сз}}, \text{А}$	$I_{\text{ср}}, \text{А}$	$I_{\text{кз}}, \text{кА}$	$K_{\text{ч}}$
ввод	120	938,6	1325,0	11,0	9,9	6,5
на ТП-л1	60	442,0	624,0	10,4	8,8	12,2
на ТП-л2.2	60	420,2	593,2	9,9	8,7	12,8
на ТП-л4.1	60	424,8	599,7	10,0	8,7	12,5
на ТП-л2.3	40	371,2	524,0	13,1	8,5	14,0

11 Расчет кабельных сетей 0,4 кВ

Кабельные линии 0,4 кВ в 14 А квартале Автозаводского района г.Тольятти прокладываются в земле. Выбор сечений кабелей 0,4 кВ выполняется по [15]. Суммарные допустимые потери напряжения в сетях жилых районов города до наиболее удаленного электроприемника принимаются:

для трансформаторов мощностью 1000 кВА - 8,03%,

для трансформаторов мощностью 1250 кВА - 8%.

Располагаемые потери напряжения во внутренней проводке зданий принимаются 2% [11].

Алгоритм расчета кабельных сетей 0,4 кВ следующий.

1. Определяются расчетные параметры жилого дома.

2. Определяется расчетное значение удельной потери напряжения по [11]

$$\Delta U_{уд} = \Delta U_{кл} / (P_{рж.д} \cdot L), \quad (11.1)$$

где $\Delta U_{кл}$ - располагаемые потери напряжения в кабельной сети, %;
 $P_{рж.д} \cdot L$ - произведение активной расчетной нагрузки жилого дома на длину участка линии, кВт·км.

3. По [15] подбираем сечение кабеля с ближайшим меньшим значением удельной потери напряжения.

4. Определяется фактическая потеря напряжения на участке

$$\Delta U_{ф} = (P_{рж.д} \cdot L) \cdot \Delta U_{уд.тб}, \quad (11.2)$$

5. Выбранный кабель проверяется по длительно допустимому току в нормальном и аварийном режимах

$$I_M \leq I_{доп}; \quad (11.3)$$

$$I_{ав} \leq I_{доп}; \quad (11.4)$$

$$I_M = \frac{\left(\frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}\right)}{2}; \quad (11.5)$$

$$I_{ав} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}. \quad (11.6)$$

6. Если выбранное сечение не удовлетворяет условиям выбора (11.1) – (11.6), то выбирается следующий класс по шкале сечений.

Выбор сечений кабелей 0,4 кВ 14 А квартала «Автозаводского района г.Тольятти приведен в таблицах 24 и 25.

Таблица 24 - Расчет допустимой потери напряжения кабельных линий 0,4 кВ

Объект	P, кВт	L, км	N _{кл}	M _а , кВт·км	$\Delta U_{\text{кл}}$, %	$\Delta U_{\text{уд}}$ %	$\Delta U_{\text{уд.тб}}$ %	F _{СТ} , мм ²	$\Delta U_{\text{ф}}$, %	$\Delta U_{\text{ав}}$ %
БКТП Л-6.1										
Л 6.2 а,б	265,0	0,2	4,0	10,6	6,0	0,6	0,2	95,0	2,6	5,3
Л 6.2-маг	74,0	0,2	2,0	5,9	6,0	1,0	0,4	50,0	2,6	5,2
Л 6.4	297,0	0,1	2,0	8,9	6,0	0,7	0,2	95,0	2,2	4,4
Л 6.5	297,0	0,1	2,0	4,5	6,0	1,4	0,7	35,0	2,9	5,8
Л 6.6	297,0	0,1	2,0	20,8	6,0	0,3	0,1	185	2,7	5,5
Л гар -2	35,0	0,1	2,0	0,9	6,0	6,9	2,2	10,0	2,0	3,9
Л гар -3	35,0	0,1	2,0	1,6	6,0	3,8	1,4	16,0	2,2	4,4
Л гар -4	35,0	0,2	2,0	4,0	6,0	1,5	0,7	35,0	2,6	5,2
Л 6.4-маг	36,8	0,1	2,0	1,1	6,0	5,5	2,2	10,0	2,5	4,9
Л 6.5-маг	36,8	0,0	2,0	0,6	6,0	10,9	2,2	10,0	2,0	4,1
Л 6.6-маг	36,8	0,1	2,0	2,6	6,0	2,3	0,9	25,0	2,3	4,6
БКТП-Л-8										
ЛДС - 1	161,0	0,1	2,0	8,1	6,0	0,7	0,3	70,0	2,7	5,4
Л 6.3 а,б	265,0	0,1	4,0	9,3	6,0	0,6	0,2	95,0	2,3	4,6
Л 6.3-маг	74,0	0,1	2,0	5,2	6,0	1,2	0,4	50,0	2,3	4,6
Л 4.2	244,6	0,0	2,0	4,9	6,0	1,2	0,4	50,0	2,2	4,3
Л 4.2-маг	70,4	0,0	2,0	1,4	6,0	4,3	1,4	16,0	2,0	3,9
Л 10 -маг	211,0	0,1	2,0	13,7	6,0	0,4	0,2	120	2,8	5,5
КНС 2	8,0	0,0	2,0	0,2	6,0	37,5	8,9	2,5	1,4	2,8
Л 4.3	193,5	0,2	4,0	7,7	6,0	0,8	0,3	70,0	2,6	5,2
Л 4.3 -маг	36,8	0,2	2,0	2,9	6,0	2,0	0,9	25,0	2,7	5,3
КНС 1	8,0	0,1	2,0	0,4	6,0	15,0	2,2	10,0	2,2	4,4
БКТП-Л-6.2										
Л 3 -маг	176,0	0,1	2,0	5,3	6,0	1,1	0,4	50,0	2,3	4,7
Л 6.7-маг	297,0	0,0	2,0	5,9	6,0	1,0	0,4	50,0	2,6	5,3

Продолжение таблицы 24

Л rap -5	35,0	0,1	1,0	1,9	6,0	3,1	1,4	16,0	2,7	5,4
Л 6.9	387,9	0,0	6,0	2,6	6,0	2,3	0,9	25,0	2,3	4,7
Л 6.9-маг а,б,в	83,2	0,0	2,0	1,7	6,0	3,6	1,4	16,0	2,3	4,6
Л Ш - 1	250,0	0,2	2,0	21,3	6,0	0,3	0,1	185	2,8	5,6
БКТП-Л-4										
Л 4.1	767,2	0,2	12,0	9,6	6,0	0,6	0,2	95,0	2,4	4,8
Л 4.1-маг	144,0	0,2	2,0	10,8	6,0	0,6	0,2	95,0	2,7	5,4
Л 4.6	187,4	0,0	2,0	4,2	6,0	1,4	0,7	35,0	2,7	5,5
Л 4.4	193,5	0,1	4,0	4,4	6,0	1,4	0,7	35,0	2,8	5,7
Л 4.5	193,5	0,1	4,0	2,9	6,0	2,1	0,7	35,0	1,9	3,8
Л 4.4 -маг	36,8	0,1	2,0	1,5	6,0	4,1	1,4	16,0	2,0	4,1
Л 4.5 -маг	36,8	0,1	2,0	1,8	6,0	3,3	1,4	16,0	2,6	5,1
БКТП-Л-1										
Л 1.1	835,8	0,1	16,0	5,2	6,0	1,1	0,4	50,0	2,3	4,6
Л 1.1-маг	136,0	0,1	2,0	6,8	6,0	0,9	0,3	70,0	2,3	4,5
Л 1 -маг	36,8	0,2	2,0	2,9	6,0	2,0	0,7	35,0	1,9	3,8
Л 2 -маг	108,8	0,1	2,0	5,4	6,0	1,1	0,4	50,0	2,4	4,8
Л 1.5	187,4	0,1	2,0	4,7	6,0	1,3	0,4	50,0	2,1	4,2
БКТП-Л-2.2										
Л 1.2	195,6	0,1	4,0	3,4	6,0	1,8	0,7	35,0	2,2	4,5
Л 1.2-маг	51,2	0,1	2,0	1,8	6,0	3,3	1,4	16,0	2,5	5,0
Л 1.3	240,5	0,1	6,0	2,0	6,0	3,0	1,4	16,0	2,8	5,6
Л 1.3-маг	139,2	0,1	2,0	3,5	6,0	1,7	0,7	35,0	2,3	4,5
Л 6.1	428,4	0,2	4,0	16,1	6,0	0,4	0,2	150	2,6	5,1
ЛДС -2	161,0	0,1	2,0	8,1	6,0	0,7	0,3	70,0	2,7	5,4
Л rap -1	35,0	0,2	1,0	5,3	6,0	1,1	0,4	50,0	2,3	4,7
БКТП-Л-3.1										
Л 3.1	138,5	0,1	2,0	4,8	6,0	1,2	0,4	50,0	2,1	4,3

Продолжение таблицы 24

Л 3.2	138,5	0,2	2,0	12,5	6,0	0,5	0,2	120	2,5	5,0
Л1 3.1-маг	67,2	0,1	2,0	2,4	6,0	2,6	0,9	25,0	2,1	4,2
Л1 3.2-маг	67,2	0,2	2,0	6,0	6,0	1,0	0,4	50,0	2,7	5,4
Л 4 -маг	216,0	0,1	2,0	5,4	6,0	1,1	0,4	50,0	2,4	4,8
Л гар -1.1	35,0	0,1	1,0	1,8	6,0	3,4	1,4	16,0	2,4	4,9
Л гар -1.2	35,0	0,1	1,0	4,6	6,0	1,3	0,7	35,0	3,0	5,9
Л 1.4	195,6	0,2	4,0	7,3	6,0	0,8	0,3	70,0	2,4	4,9
Л 1.4-маг	51,2	0,2	2,0	3,8	6,0	1,6	0,7	35,0	2,5	5,0
КНС 3	8,0	0,1	2,0	0,2	6,0	30,0	2,2	10,0	1,8	3,5
БКТП-Л-3.2										
Л 3.3	863,8	0,1	8,0	5,4	6,0	1,1	0,4	50,0	2,4	4,8
Л 3.3-маг	136,0	0,1	2,0	3,4	6,0	1,8	0,7	35,0	2,2	4,4
Л Ш-2	208,5	0,1	2,0	10,4	6,0	0,6	0,2	95,0	2,6	5,2
БКТП-Л-4.1										
Л 2.1	835,8	0,1	10,0	5,9	6,0	1,0	0,4	50,0	2,6	5,2
Л 2.1-маг	144,0	0,1	2,0	5,0	6,0	1,2	0,4	50,0	2,2	4,5
Л 2.5	187,4	0,1	2,0	4,7	6,0	1,3	0,4	50,0	2,1	4,2
БКТП-Л-4.2										
Л 2.2	195,6	0,1	4,0	5,9	6,0	1,0	0,4	50,0	2,6	5,2
Л 2.3	240,5	0,1	6,0	2,0	6,0	3,0	1,4	16,0	2,8	5,6
Л 2.4	195,6	0,1	4,0	3,9	6,0	1,5	0,7	35,0	2,6	5,1
Л 2.2-маг	51,2	0,1	2,0	3,1	6,0	2,0	0,7	35,0	2,0	4,0
Л 2.3-маг	83,2	0,1	2,0	2,1	6,0	2,9	1,4	16,0	2,9	5,8
Л 2.4-маг	51,2	0,1	2,0	2,0	6,0	2,9	1,4	16,0	2,8	5,7
Л Ш -3	208,5	0,1	2,0	10,4	6,0	0,6	0,2	95,0	2,6	5,2
БКТП-Л-5.1										
Л 7 -маг	1550	0,1	16,0	4,8	6,0	1,2	0,4	50,0	2,1	4,3

БКТП-Л-5.2										
Л 5.4	393,4	0,2	6,0	9,8	6,0	0,6	0,2	95,0	2,4	4,9
Л 5.3-маг	487,8	0,1	4,0	6,1	6,0	1,0	0,4	50,0	2,7	5,4
Л 5 -маг	36,8	0,3	2,0	4,6	6,0	1,3	0,7	35,0	3,0	6,0
Л 6 -маг	108,8	0,2	2,0	10,9	6,0	0,6	0,2	95,0	2,7	5,4
Л 8 -маг	89,6	0,2	2,0	6,7	6,0	0,9	0,4	50,0	3,0	6,0
Л 9 -маг	89,6	0,1	2,0	4,5	6,0	1,3	0,7	35,0	2,9	5,8
БКТП -Л-5.3										
Л 5.2	393,4	0,1	6,0	3,9	6,0	1,5	0,7	35,0	2,6	5,1
Л дс -з	94,3	0,2	2,0	7,1	6,0	0,8	0,3	70,0	2,4	4,7
Л 5.7 а,б	265,0	0,1	4,0	3,3	6,0	1,8	0,7	35,0	2,2	4,3
Л 5.7-маг	74,0	0,1	4,0	0,9	6,0	6,5	2,2	10,0	2,1	4,1
Л 5.8 а,б	265,0	0,1	4,0	8,0	6,0	0,8	0,3	70,0	2,6	5,3
Л 5.8-маг	74,0	0,1	4,0	2,2	6,0	2,7	0,9	25,0	2,0	3,9
Л гар -6	35,0	0,1	1,0	2,1	6,0	2,9	0,9	25,0	1,9	3,7
Л гар -7	35,0	0,2	1,0	5,6	6,0	1,1	0,4	50,0	2,5	5,0

Таблица 25 - Проверка по допустимому току кабельных линий 0,4 кВ

БКТП	Потребитель	F, мм ²	I _{доп} , А	I _p , А	I _{ав} , А	Марка кабеля	I _{доп} , А
	Л 6.2 а,б	95	240	100,7	201,4	АСБ 3х95+1х50	240
	Л 6.2-маг	50	165	56,2	112,5	АСБ 3х50+1х25	165
	Л 6.4	95	240	225,7	451,4	АСБ 3(120)+1 (60)	460
тп лб.1	Л 6.5	35	135	225,7	451,4	АСБ 3(120)+1 (60)	460
	Л 6.6	185	345	225,7	451,4	АСБ 3(120)+1 (60)	460
	Л гар -2	10	65	26,6	53,2	АСБ 3х35+1х16	135
	Л гар -3	16	90	26,6	53,2	АСБ 3х35+1х16	135
	Л гар -4	35	135	26,6	53,2	АСБ 3х35+1х16	135

Продолжение таблицы 25

	Л 6.4-маг	10	65	28,0	55,9	АСБ 3x35+1x16	135
тп лб.1	Л 6.5-маг	10	65	28,0	55,9	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 6.6-маг	25	115	28,0	55,9	АСБ 3x35+1x16	135
	Л ДС-1	70	206	122,3	244,7	АСБ 3x120+1x60	270
	Л 6.3 а,б	95	240	100,7	201,4	АСБ 3x95+1x50	240
	Л 6.3-маг	50	165	56,2	112,5	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 4.2	50	165	185,9	371,7	АСБ 3(96)+1(50)	400
л8	Л 4.2-маг	16	90	53,5	107,0	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 10 -маг	120	270	160,3	320,7	АСБ 3x185+1x95	345
	КНС 2	10	65	6,1	12,2	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 4.3	70	206	73,5	147,0	АСБ 3x70+1x35	200
	Л 4.3 -маг	25	115	28,0	55,9	АСБ 3x35+1x16	135
	КНС 1	10	65	6,1	12,2	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 3 -маг	50	165	133,7	267,5	АСБ 3x120+1x60	270
	Л 6.7-маг	50	165	225,7	451,4	АСБ 3(120)+1 (60)	460
лб.2	Л гар -5	16	90	53,2	106,4	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 6.9	25	115	98,3	196,5	АСБ 3x70+1x35	200
	Л 6.9-маг а,б,в	16	90	63,2	126,4	АСБ 3x35+1x16	135
	Л Ш-1	185	345	190,0	379,9	АСБ 3(96)+1(50)	400
	Л 4.1	95	240	97,2	194,3	АСБ 3x95+1x50	240
	Л 4.1-маг	95	240	109,4	218,8	АСБ 3x95+1x50	240
	Л 4.6	35	135	142,4	284,8	АСБ 3x150+1x70	305
л4	Л 4.4	35	135	73,5	147,0	АСБ 3x50+1x25	165
	Л 4.5	35	135	73,5	147,0	АСБ 3x50+1x25	165
	Л 4.4 -маг	16	90	28,0	55,9	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 4.5 -маг	16	90	28,0	55,9	АСБ 3x35+1x16	135
л1	Л 1.1	50	165	79,4	158,8	АСБ 3x50+1x25	165
	Л 1.1-маг	70	206	103,3	206,7	АСБ 3x95+1x50	240

Продолжение таблицы 25

	Л 1 -маг	35	135	28,0	55,9	АСБ 3x35+1x16	135
л1	Л 2 -маг	50	165	82,7	165,3	АСБ 3x70+1x35	200
	Л 1.5	50	165	142,4	284,8	АСБ 3x150+1x70	305
	Л 1.2	35	135	74,3	148,6	АСБ 3x50+1x25	165
	Л 1.2-маг	16	90	38,9	77,8	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 1.3	16	90	60,9	121,8	АСБ 3x35+1x16	135
л2.2	Л 1.3-маг	35	135	105,8	211,6	АСБ 3x90+1x45	240
	Л 6.1	150	305	162,8	325,5	АСБ 3x185+1x95	345
	Л ДС-2	70	206	122,3	244,7	АСБ 3x120+1x60	270
	Л гар -1	50	165	53,2	106,4	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 3.1	50	165	105,2	210,5	АСБ 3x95+1x50	240
	Л 3.2	120	270	105,2	210,5	АСБ 3x120+1x60	270
	Л 3.1-маг	25	115	51,1	102,1	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 3.2-маг	50	165	51,1	102,1	АСБ 3x50+1x25	165
л3.1	Л 4 -маг	50	165	164,1	328,3	АСБ 3x185+1x95	345
	Л гар -1.1	16	90	53,2	106,4	АСБ 3x35+1x16	135
	Л гар -1.2	35	135	53,2	106,4	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 1.4	70	206	74,3	148,6	АСБ 3x50+1x25	165
	Л 1.4-маг	35	135	38,9	77,8	АСБ 3x35+1x16	135
	КНС 3	10	65	6,1	12,2	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 3.3	50	165	164,1	328,2	АСБ 3x185+1x95	345
л3.2	Л 3.3-маг	35	135	103,3	206,7	АСБ 3x95+1x50	240
	ЛШ-2	95	240	158,4	316,9	АСБ 3x185+1x95	345
	Л 2.1	50	165	127,0	254,0	АСБ 3x120+1x60	270
л4.1	Л 2.1-маг	50	165	109,4	218,8	АСБ 3x95+1x50	240
	Л 2.5	50	165	142,4	284,8	АСБ 3x150+1x70	305
л4.2	Л 2.2	50	165	74,3	148,6	АСБ 3x50+1x25	165
	Л 2.3	16	90	60,9	121,8	АСБ 3x35+1x16	135

Продолжение таблицы 25

	Л 2.4	35	135	74,3	148,6	АСБ 3x50+1x25	165
	Л 2.2-маг	35	135	38,9	77,8	АСБ 3x35+1x16	135
л4.2	Л 2.3-маг	16	90	63,2	126,4	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 2.4-маг	16	90	38,9	77,8	АСБ 3x35+1x16	135
	Л Ш -3	95	240	158,4	316,9	АСБ 3x185+1x95	345
л5.1	Л 7 -маг	50	165	147,2	294,5	АСБ 3x150+1x70	305
	Л 5.4	95	240	99,6	199,3	АСБ 3x95+1x50	240
	Л 5.3-маг	50	165	185,3	370,7	АСБ 3(96)+1(50)	400
л5.2	Л 5 -маг	35	135	28,0	55,9	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 6 -маг	95	240	82,7	165,3	АСБ 3x95+1x50	240
	Л 8 -маг	50	165	68,1	136,2	АСБ 3x50+1x25	165
	Л 9 -маг	35	135	68,1	136,2	АСБ 3x50+1x25	165
	Л 5.2	35	135	99,6	199,3	АСБ 3x70+1x35	200
	Л ДС -3	70	206	71,7	143,3	АСБ 3x50+1x25	165
	Л 5.7 а,б	35	135	100,7	201,4	АСБ 3x95+1x50	240
л5.3	Л 5.7-маг	10	65	28,1	56,2	АСБ 3x35+1x16	135
	Л 5.8 а,б	70	206	100,7	201,4	АСБ 3x95+1x50	240
	Л 5.8-маг	25	115	28,1	56,2	АСБ 3x35+1x16	135
	Л гар -6	25	115	53,2	106,4	АСБ 3x35+1x16	135
	Л гар -7	50	165	53,2	106,4	АСБ 3x50+1x25	165

12 Выбор аппаратуры защиты кабельных линий 0,4 кВ

Кабельные линии 0,4 кВ защищаются предохранителями типа ПН-2 [11]. Выбор и проверка предохранителей выполняется по алгоритму:

1. Номинальный ток плавкой вставки $I_{н.пл.вст}$ предохранителя должен быть больше аварийного тока

$$I_{н.пл.вст} \geq I_{ав}. \quad (12.1)$$

2. Проверка условия

$$I_{н.пл.вст} \geq \frac{I_{кз}^1}{3}, \quad (12.2)$$

где $I_{кз}^{(1)}$ - минимальный ток однофазного короткого замыкания, определяемый величиной полного сопротивления петли провода фаза-нуль, определяется по формуле

$$I_{кз}^{(1)} = U_{\phi} / Z_n,$$

Z_n - сопротивление петли фаза-нуль [11].

Выбор предохранителей кабельных линий 0,4 кВ приведен в таблице 26.

Таблица 26 - Выбор предохранителей линий 0,4 кВ

БКТП	Потребитель	$I_{ав}, A$	Тип кабель, $мм^2$	L, км	Z_{π} Ом·км	$I_{кз}^{(1)}/3,$ А	Тип предохранителя
Л6.1	Л 6.2 а,б	201,4	АСБ 3x95+1x50	0,16	1,13	405,6	ПН-2-250/250
	Л 6.2-маг	112,5	АСБ 3x50+1x25	0,16	2,22	206,5	ПН-2-250/125
	Л 6.4	451,4	АСБ 3(120)+1(60)	0,06	0,92	1328,5	ПН-2-600/500
	Л 6.5	451,4	АСБ 3(120)+1(60)	0,03	0,92	2657,0	ПН-2-600/500
	Л 6.6	451,4	АСБ 3(120)+1(60)	0,14	0,92	569,4	ПН-2-600/500
	Л гар -2	53,2	АСБ 3x35+1x16	0,05	3,35	437,8	ПН-2-100/63
	Л гар -3	53,2	АСБ 3x35+1x16	0,09	3,35	243,2	ПН-2-100/63
	Л гар -4	53,2	АСБ 3x35+1x16	0,23	3,35	95,2	ПН-2-100/63
	Л 6.4-маг	55,9	АСБ 3x35+1x16	0,06	3,35	364,8	ПН-2-100/63
	Л 6.5-маг	55,9	АСБ 3x35+1x16	0,03	3,35	729,7	ПН-2-100/63
	Л 6.6-маг	55,9	АСБ 3x35+1x16	0,14	3,35	156,4	ПН-2-100/63
Л8	ЛДС - 1	244,7	АСБ 3x120+1x60	0,10	0,92	797,1	ПН-2-250/250
	Л 6.3 а,б	201,4	АСБ 3x95+1x50	0,14	1,13	463,5	ПН-2-250/250
	Л 6.3-маг	112,5	АСБ 3x35+1x16	0,14	3,35	156,4	ПН-2-250/80
	Л 4.2	371,7	АСБ 3(95)+1(50)	0,04	0,92	1992,8	ПН-2-400/400
	Л 4.2-маг	107,0	АСБ 3x35+1x16	0,04	3,35	547,3	ПН-2-250/125
	Л 10 -маг	320,7	АСБ 3x185+1x95	0,13	0,56	1007,3	ПН-2-400/400
	КНС 2	12,2	АСБ 3x35+1x16	0,04	3,35	547,3	ПН-2-100/40
	Л 4.3	147,0	АСБ 3x70+1x35	0,16	1,59	288,3	ПН-2-250/160
	Л 4.3 -маг	55,9	АСБ 3x35+1x16	0,16	3,35	136,8	ПН-2-100/63
	КНС 1	12,2	АСБ 3x35+1x16	0,10	3,35	218,9	ПН-2-100/40

Продолжение таблицы 26

Л6.2	Л 3 -маг	267,5	АСБ 3x120+1x60	0,06	0,92	1328,5	ПН-2-400/315
	Л 6.7-маг	451,4	АСБ 3(120)+1(60)	0,04	0,92	1992,8	ПН-2-600/500
	Л гар -5	106,4	АСБ 3x35+1x16	0,06	3,35	398,0	ПН-2-250/125
	Л 6.9	196,5	АСБ 3x70+1x35	0,04	1,59	1153,0	ПН-2-250/200
	Л 6.9-маг а,б,в	126,4	АСБ 3x35+1x16	0,04	3,35	547,3	ПН-2-250/160
	Л Ш - 1	379,9	АСБ 3(95)+1 (50)	0,17	0,92	468,9	ПН-2-400/400
Л4	Л 4.1	194,3	АСБ 3x95+1x50	0,15	1,13	432,6	ПН-2-250/200
	Л 4.1-маг	218,8	АСБ 3x95+1x50	0,15	1,13	432,6	ПН-2-250/250
	Л 4.6	284,8	АСБ 3x150+1x70	0,05	0,82	1987,4	ПН-2-400/315
	Л 4.4	147,0	АСБ 3x50+1x25	0,09	2,22	367,0	ПН-2-250/160
	Л 4.5	147,0	АСБ 3x50+1x25	0,06	2,22	550,6	ПН-2-250/160
	Л 4.4 -маг	55,9	АСБ 3x35+1x16	0,08	3,35	273,6	ПН-2-100/63
	Л 4.5 -маг	55,9	АСБ 3x35+1x16	0,10	3,35	218,9	ПН-2-100/63
Л1	Л 1.1	158,8	АСБ 3x50+1x25	0,10	2,22	330,3	ПН-2-250/160
	Л 1.1-маг	206,7	АСБ 3x95+1x50	0,10	1,13	649,0	ПН-2-250/250
	Л 1 -маг	55,9	АСБ 3x35+1x16	0,16	3,35	136,8	ПН-2-100/63
	Л 2 -маг	165,3	АСБ 3x70+1x35	0,10	1,59	461,2	ПН-2-250/200
	Л 1.5	284,8	АСБ 3x150+1x70	0,05	0,82	1788,6	ПН-2-400/315
Л2.2	Л 1.2	148,6	АСБ 3x50+1x25	0,07	2,22	471,9	ПН-2-250/160
	Л 1.2-маг	77,8	АСБ 3x35+1x16	0,07	3,35	312,7	ПН-2-100/100
	Л 1.3	121,8	АСБ 3x35+1x16	0,05	3,35	437,8	ПН-2-250/125
	Л 1.3-маг	211,6	АСБ 3x95+1x50	0,05	1,13	1297,9	ПН-2-250/250
	Л 6.1	325,5	АСБ 3x185+1x95	0,15	0,56	873,0	ПН-2-400/400

Продолжение таблицы 26

Л2.2	Л ДС-2	244,7	АСБ 3x120+1x60	0,10	0,92	797,1	ПН-2-250/250
	Л гар -1	106,4	АСБ 3x35+1x16	0,15	3,35	145,9	ПН-2-250/125
Л3.1	Л 3 Л	210,5	АСБ 3x95+1x50	0,07	1,13	927,1	ПН-2-250/250
	Л 3 . 2	210,5	АСБ 3x120+1x60	0,18	0,92	442,8	ПН-2-250/250
	Л 3.1-маг	102,1	АСБ 3x35+1x16	0,07	3,35	312,7	ПН-2-250/125
	Л 3.2-маг	102,1	АСБ 3x50+1x25	0,18	2,22	183,5	ПН-2-250/125
	Л 4 -маг	328,3	АСБ 3x185+1x95	0,05	0,56	2619,0	ПН-2-400/400
	Л гар -1.1	106,4	АСБ 3x35+1x16	0,05	3,35	437,8	ПН-2-250/125
	Л гар -1.2	106,4	АСБ 3x35+1x16	0,13	3,35	168,4	ПН-2-250/125
	Л 1.4	148,6	АСБ 3x50+1x25	0,15	2,22	220,2	ПН-2-250/160
	Л 1.4-маг	77,8	АСБ 3x35+1x16	0,15	3,35	145,9	ПН-2-100/80
	КНС 3	12,2	АСБ 3x35+1x16	0,05	3,35	437,8	ПН-2-100/40
Л3.2	Л 3.3	328,2	АСБ 3x185+1x95	0,05	0,56	2619,0	ПН-2-400/400
	Л 3.3-маг	206,7	АСБ 3x95+1x50	0,05	1,13	1297,9	ПН-2-250/250
	Л Ш -2	316,9	АСБ 3x185+1x95	0,10	0,56	1309,5	ПН-2-400/400
Л4.1	Л 2.1	254,0	АСБ 3x120+1x60	0,07	0,92	1138,7	ПН-2-400/315
	Л 2.1-маг	218,8	АСБ 3x95+1x50	0,07	1,13	927,1	ПН-2-250/250
	Л 2.5	284,8	АСБ 3x150+1x70	0,05	0,82	1788,6	ПН-2-400/315
Л4.2	Л 2.2	148,6	АСБ 3x50+1x25	0,12	2,22	275,3	ПН-2-250/160
	Л 2.3	121,8	АСБ 3x35+1x16	0,05	3,35	437,8	ПН-2-250/125
	Л 2.4	148,6	АСБ 3x50+1x25	0,08	2,22	412,9	ПН-2-250/160
	Л 2.2-маг	77,8	АСБ 3x35+1x16	0,12	3,35	182,4	ПН-2-100/100
	Л 2.3-маг	126,4	АСБ 3x35+1x16	0,05	3,35	437,8	ПН-2-250/160
	Л 2.4-маг	77,8	АСБ 3x35+1x16	0,08	3,35	273,6	ПН-2-100/80
	л ш - 3	316,9	АСБ 3x185+1x95	0,10	0,56	1309,5	ПН-2-400/400
Л5.1	Л 7 -маг	294,5	АСБ 3x150+1x70	0,05	0,82	1788,6	ПН-2-400/300

Продолжение таблицы 26

Л5.2	Л 5.4	199,3	АСБ 3x95+1x50	0,15	1,13	432,6	ПН-2-250/200
	Л 5.3-маг	370,7	АСБ 3(95)4-1(50)	0,05	1,13	1297,9	ПН-2-400/400
	Л 5 -маг	55,9	АСБ 3x35+1x16	0,25	3,35	87,6	ПН-2-100/63
	Л 6 -маг	165,3	АСБ 3x95+1x50	0,20	1,13	324,5	ПН-2-250/200
	Л 8 -маг	136,2	АСБ 3x50+1x25	0,15	2,22	220,2	ПН-2-250/160
	Л 9 -маг	136,2	АСБ 3x50+1x25	0,10	2,22	330,3	ПН-2-250/160
Л5.3	Л 5.2	199,3	АСБ 3x70+1x35	0,06	1,59	768,7	ПН-2-250/200
	Л дс -з	143,3	АСБ 3x50+1x25	0,15	2,22	220,2	ПН-2-250/160
	Л 5.7 а,б	201,4	АСБ 3x95+1x50	0,05	1,13	1297,9	ПН-2-250/250
	Л 5.7-маг	56,2	АСБ 3x35+1x16	0,05	3,35	437,8	ПН-2-100/63
	Л 5.8 а,б	201,4	АСБ 3x95+1x50	0,12	1,13	540,8	ПН-2-250/250
	Л 5.8-маг	56,2	АСБ 3x35+1x16	0,12	3,35	182,4	ПН-2-100/63
	Л гар -6	106,4	АСБ 3x35+1x16	0,06	3,35	364,8	ПН-2-250/125
	Л гар -7	106,4	АСБ 3x50+1x25	0,16	2,22	206,5	ПН-2-250/125

13 Расчет защитного заземления БКТП

Защитное заземление БКТП выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.030-2001 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление» [9]. Расчет выполнен в соответствии с методикой [17].

Для рассматриваемой БКТП исходные данные:

длина и диаметр стержней для вертикального заземлителя $l = 5$ м, $d = 0,012$ м;

расстояние между стержнями $a = 10$ м;

сопротивление заземлителя $R_3 = 0,5$ Ом [3];

размеры горизонтального заземлителя – стальная полоса 40x4 мм;

глубина заложения полосы $h = 0,5$ м;

периметр подстанции $L = (A+B)2 = 192$ м;

удельное сопротивление грунта $\rho = 60$ Ом·м.

Сопротивление растеканию вертикального заземлителя

$$R_c = \frac{0,366\rho_{\text{расч}}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4h_p + l}{4h_p - l} \right); \quad (13.1)$$

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 75}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + l}{4 \cdot 3 - l} \right) = 17,1 \text{ Ом},$$

где $h_p = h + l/2 = 3$ м;

$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k_C = 75$ Ом.

Необходимое количество вертикальных заземлителей

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta}; \quad (13.2)$$

$$N_c = \frac{17,1}{0,5 \cdot 0,63} = 9 \text{ шт.},$$

η – коэффициент использования стержней.

Сопротивление растеканию заземляющей полосы

$$R_n = \frac{0,366 \rho_{\text{расч}}}{L} \lg \frac{L^2}{b \cdot h}; \quad (13.3)$$

$$R_n = \frac{0,366 \cdot 4 \cdot 700}{192} \lg \frac{192^2}{0,04 \cdot 0,5} = 6,9 \text{ Ом.}$$

Действительное сопротивление растеканию заземляющей полосы

$$R_c = \frac{R_n}{\eta_r} = \frac{2,9}{0,32} = 8,9 \text{ Ом,}$$

η_r – коэффициент использования полосы.

Сопротивление растеканию заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя

$$R = \frac{R_{n.k} R_3}{R_{n.k} + R_3} = \frac{8,9 \cdot 0,5}{8,9 + 0,5} = 0,47 \text{ Ом.} \quad (13.4)$$

Уточненное количество стержней

$$N_c = \frac{17,1}{0,47 \cdot 0,68} = 9 \text{ шт.}$$

Заключение

В выпускной квалификационной работе выполнено проектирование электроснабжение вновь строящегося микрорайона – 14А квартала Автозаводского района г.Тольятти. Выполнен расчет электрических нагрузок микрорайона, на основании чего сделан выбор местоположения и числа трансформаторных подстанций ТП 10/0,4 кВ 14 А квартала Автозаводского района г.Тольятти. К установке приняты 2БКТП-1000 кВА производства АО «Самарский завод «Электрощит».

Рассмотрены два варианта электрической сети 10 кВ микрорайона – петлевая сеть и радиально-магистральная сеть. Выполнен расчет сечений кабельных линий 10 кВ и их проверка по допустимой потере напряжения. На основании выполненных расчетов токов КЗ выполнена проверка выбранных кабельных линий 10 кВ на термическую стойкость. К прокладке приняты кабели марки АПвП, способ прокладки – в земле.

Выполнен расчет сечений кабельных линий 0,4 кВ по допустимой потере напряжения и их проверка по допустимому току. К прокладке приняты кабели марки АСБ, способ прокладки – в земле.

Выполнен расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ с использованием реле типа Seram1000+. Выбраны предохранители типа ПН-2 для защиты кабельных линий 0,4 кВ.

Выполнен расчет защитного заземления БКТП.

Список использованных источников

1. Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года».
3. Правила устройства электроустановок. - 7-е издание. - СПб.: Энерготомиздат, 2009.
4. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001). – М.: Энергоатомиздат, 2010.
5. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей (с изменениями и дополнениями от 29 июня 1999 г).
6. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. – М., 2000.
7. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
8. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2004. – 152 с.
9. ГОСТ 12.1.030-2001. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
10. Шведов, Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети / Г.В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
11. Шведов, Г.В. Городские электрические распределительные сети / Г.В. Шведов. – М.: Изд-во МЭИ, 2011.

12. Айзенберг, Ю.Б. Справочная книжка по освещению / Ю.Б. Айзенберг. - М.: Издательство МЭИ, 2009.
13. Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок : учеб. пособие / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко, Т.А. Рыбалко. – Тольятти: ТГУ, 2015.
14. Кнорринг, Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г.М. Кнорринг. – М.: Оникс, 2012.
15. Алиев, И.И. Кабельные изделия: справочник / И.И. Алиев. - М.: ИП РадиоСОФТ, 2013.
16. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учебник для вузов. – М.: Высшая школа, 2012.
17. Заземляющие устройства электроустановок : справочник / Р.К. Борисов и др. – М. Издательский дом МЭИ, 2013.
18. <http://www.electroshield.ru/>
19. Cave, J.R. Application of SMEC Technology to Electric Power System/ J.R.Cave, R. Roberge// Canadian ASC, 2011.
20. U.S. Department of Energy, Energy Administration // Annual Energy Outlook 2009. – U.S. Energy Administration, Washington, 2009.
21. U.S. Department of Energy, Energy Administration // Annual Energy Outlook 2009. DOE/EIA, Washington, DC, 2009.
22. International standard IEC 60038:2009. IEC standard voltages. Edition 7.0. – Geneva: IEC, 2009.
23. International standard IEC 60364-1:2005. Low-voltage electrical instructions. Part 1 Fundamental principles assessment of general characteristics definitions. – Geneva: IEC, 2009.