

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 северо-восточной части жилого квартала №17А в г. Тольятти

Студент

И.С. Кудряшов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2021

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на тему: «Электроснабжение северо-восточной части жилого квартала №17А в г. Тольятти».

В работе выполнен расчет ожидаемых электрических нагрузок жилых и административных зданий, гаражно-строительного комплекса, магазинов и других строений на территории микрорайона. Рассчитана система внутриквартального освещения.

Выбраны трансформаторы для установки на комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) внутри жилого микрорайона.

Произведено обоснование выбора оптимальной схемы для распределения электрической энергии по территории жилого квартала на напряжении 10 кВ.

Выбрано основное электрооборудование подстанций, рассчитаны значения токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения КТП. Выбранное оборудование и кабельные линии проверены на стойкость к токам короткого замыкания.

Выполнен расчет защитного заземления КТП.

ВКР бакалавра выполнена в объеме 55 страниц, включая 14 таблиц и 5 рисунков. Записка дополнена шестью чертежами, выполненными на листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок по жилым зданиям	5
2 Расчет ожидаемых электрических нагрузок по общественным зданиям.....	12
3 Расчет ожидаемых электрических нагрузок от осветительных установок..	14
4 Расчет суммарных нагрузок по жилому микрорайону	17
5 Выбор трансформаторов для установки на комплектных трансформаторных подстанциях	18
6 Обоснование схемы сетей 10 кВ жилого микрорайона	19
7 Определение сечений кабельных линий.....	21
7.1 Определение типа и параметров КЛ 10 кВ.....	23
7.2 Определение типа и параметров 0,4 кВ	23
8 Расчет значений токов короткого замыкания	26
8.1 Исходные данные и схема замещения	26
8.2 Расчет сопротивлений элементов на схеме замещения	27
8.3 Расчет токов КЗ в первой точке.....	29
8.4 Расчет токов КЗ во второй точке.....	30
8.5 Расчет токов КЗ в третьей точке.....	31
9 Проверка КЛ 10 и 0,4 кВ	33
9.1 Проверка линий 10кВ	33
9.2 Проверка линий 0,4 кВ	35
10 Выбор оборудования 10 и 0,4 кВ.....	38
10.1 Выбор оборудования 10 кВ.....	38
10.2 Выбор оборудования 0,4 кВ.....	39
10.3 Защита отходящих линий.....	42
11 Расчет максимальной токовой защиты линий 10 кВ.....	46
12 Расчет защитного заземления КТП	50
Заключение	52
Список используемых источников.....	53

Введение

«Системой электроснабжения города называется совокупность электрических станций, понижающих и преобразовательных подстанций, питающих и распределительных линий и электроприемников, обеспечивающих технологические процессы коммунально-бытовых, промышленных и транспортных потребителей электроэнергии, расположенных на территории города и частично в пригородной зоне.

Источниками питания системы электроснабжения города являются городские электрические станции и понижающие подстанции. Центром питания называется распределительное устройство генераторного напряжения электрической станции или распределительное устройство вторичного напряжения понижающей подстанции, к шинам которого присоединяются распределительные сети данного района. Электрическими станциями являются обычно теплоэлектростанции, обеспечивающие тепловой и частично электрической энергией коммунально-бытовые и промышленные объекты» [1-4].

В России вопросы обеспечения надежного электроснабжения крупных городов и поселков обладают особой значимостью, так как значительная часть территории страны располагается в зонах сурового климата. Система теплоснабжения города зависима от системы электроснабжения. В настоящее время наблюдается увеличение количества отключений, из-за:

- технологических нарушений в электроустановках со сроком эксплуатации выше нормативного;
- не соблюдения требований к обеспечению надежности электроснабжения городских потребителей;
- физического и морального износа электрооборудования городских сетей.

Целью работы является обеспечение надежного электроснабжения потребителей жилого микрорайона.

1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок по жилым зданиям

Расчет нагрузок в городских электрических сетях выполняется в следующей последовательности:

«1 этап. Определяется ориентировочное значение суммарной расчетной нагрузки района (микрорайона) по удельным нагрузкам жилых и общественных зданий и площади микрорайона.

2 этап. Ориентировочно выбирается число и мощность ТП, определяется состав потребителей каждой подстанции.

3 этап. Определяются расчетные нагрузки на вводе в жилые и общественные здания (на шинах ВРУ или ГРЩ).

4 этап. Определяется конфигурация схемы распределения электрической энергии на напряжении 0,38 кВ и определяются расчетные электрические нагрузки в элементах электрической сети 0,38 кВ и на шинах 0,4 кВ ТП.

5 этап. Уточняется мощность трансформаторов ТП, определяются потери мощности в них и мощность на стороне ВН трансформаторов.

6 этап. Выбирается схема распределения электроэнергии на стороне 6-10 кВ и определяются расчетные электрические нагрузки в элементах сети напряжением для нормальных и послеаварийных режимов.

7 этап. Определяются расчетные электрические нагрузки на шинах РП (РУ) 6-10 кВ.

8 этап. Для потребителей с суммарной установленной мощностью более 150 кВт определяется расчетное значение коэффициента реактивной мощности и сравнивается с нормативным значением $\text{tg}\varphi$ в точке балансового разграничения сетей. Если $\text{tg}\varphi_p > \text{tg}\varphi_n$, решаются вопросы компенсации реактивной мощности в сети потребителя и уточняются расчетные нагрузки» [5-7].

Расчет нагрузок жилых домов покажем на примере ВРУ №1 жилого дома располагающегося по адресу 40 Лет Победы д. 15.

«Расчетная активная мощность квартир жилого дома» [5]:

$$P_{кв} = P_{кв\ уд} \cdot n, \quad (1)$$

$$P_{кв} = 1,94 \cdot 20 = 39 \text{ кВт}.$$

где « $P_{кв\ уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, кВт/кВ, по таблице 2.1.1» [4];
 n - количество квартир.

«Расчетная реактивная мощность квартир жилого дома» [5]:

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2)$$

$$Q_{кв} = 39 \cdot 0,2 = 7,8 \text{ квар}.$$

где « $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт;
 $\text{tg}\varphi = 0,2$ - коэффициент реактивной мощности по таблице 2.1.4» [4].

«Расчетная полная мощность квартир жилого дома» [5]:

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

$$S_{кв} = \sqrt{39^2 + 7,8^2} = 39,6 \text{ кВА}.$$

где « $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт;
 $Q_{кв}$ - расчетная реактивная электрическая нагрузка квартир, квар» [5].

«Расчетная активная мощность лифтовых установок» [5]:

$$P_{р.л} = k'_c \cdot \sum_1^{n_l} P_{n_i}, \quad (4)$$

где « $k'_c = 0.9$ - коэффициент спроса по таблице 2.1.2;

n_l - количество лифтовых установок;

P_{n_i} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт» [4].

«Расчетная активная мощность сантехнических установок» [5]:

$$P_{см.у} = k_c'' \cdot \sum_1^n P_{см.у_i}, \quad (5)$$

$$P_{см.у} = 1 \cdot 2 \cdot 11 = 22 \text{ кВт.}$$

где « $k_c'' = 1$ - коэффициент спроса по таблице 2.1.2;

$n = 2$ - количество лифтовых установок;

$P_{ст.у_i}$ - установленная мощность электродвигателей, кВт» [4].

«Расчетная реактивная мощность сантехнических установок» [5]:

$$Q_{см.у} = P_{см.у} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6)$$

$$Q_{см.у} = 22 \cdot 0,75 = 16,5 \text{ квар.}$$

где « $P_{ст.у}$ - мощность электродвигателей санитарно-технических устройств, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi = 0,75$ -коэффициент реактивной мощности по таблице 2.1.4»

[4].

«Расчетная полная мощность сантехнических установок» [5]:

$$S_{см.у} = \sqrt{P_{см.у}^2 + Q_{см.у}^2}, \quad (7)$$

$$S_{см.у} = \sqrt{22^2 + 16,5^2} = 28 \text{ кВА.}$$

«Расчетная активная мощность силовых ЭП» [5]:

$$P_c = P_{p.l} + P_{ст.у}, \quad (8)$$

$$P_c = 0 + 22 = 22 \text{ кВт.}$$

«Расчетная реактивная мощность силовых ЭП» [5]:

$$Q_c = Q_{p.l} + Q_{ст.у}, \quad (9)$$

$$Q_c = 0 + 16,5 = 16,5 \text{ квар.}$$

«Расчетная полная мощность силовых ЭП» [5]:

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \quad (10)$$

$$S_c = \sqrt{22^2 + 16,5^2} = 28 \text{ кВА.}$$

«Расчетная активная мощность на вводе жилого дома» [5]:

$$P_{БРУ\ №1} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (11)$$

$$P_{БРУ\ №1} = 39 + 0,9 \cdot 22 = 58,5 \text{ кВт.}$$

где « $k_y = 0,9$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников» [4].

«Расчетная реактивная мощность на вводе жилого дома» [5]:

$$Q_{БРУ\ №1} = Q_{кв} + k_y \cdot Q_c; \quad (12)$$

$$Q_{БРУ\ №1} = 7,8 + 0,9 \cdot 16,5 = 22,6 \text{ квар.}$$

«Расчетная полная мощность на вводе жилого дома» [5]:

$$S_{БРУ\ №1} = \sqrt{P_{БРУ\ №1}^2 + Q_{БРУ\ №1}^2}, \quad (13)$$

$$S_{BPU \text{ №1}} = \sqrt{58,5^2 + 22,6^2} = 62,7 \text{ кВА.}$$

Для остальных ВРУ дома расчеты производим аналогично.

Суммарная активная мощность в целом по дому:

$$P_{p.ж.д} = \sum_1^n P_{BPU_i} \text{ кВт}, \quad (14)$$

$$P_{p.ж.д} = 58,5 + 109,1 + 116,4 + 122,4 + 158,5 + 117,3 + 38,6 = 720,7 \text{ кВт.}$$

Суммарная реактивная мощность в целом по дому:

$$Q_{p.ж.д} = \sum_1^n Q_{BPU_i} \text{ квар}, \quad (15)$$

$$Q_{p.ж.д} = 22,6 + 34,4 + 35,9 + 37 + 50,6 + 36 + 7,7 = 224,2 \text{ квар.}$$

Суммарная полная мощность в целом по дому:

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2}, \quad (16)$$

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{720,7^2 + 224,2^2} = 754,8 \text{ кВА.}$$

Для прочих многоэтажных жилых зданий, расположенных внутри микрорайона, определение расчетных нагрузок выполняем по формулам 1 – 16, полученные значения сводим в таблицу 1.

Таблица 1 - Расчетные нагрузки на вводах многоэтажных жилых зданий микрорайона

№	$P_{кв}$, кВт	$Q_{кв}$, квар	$S_{кв}$, кВА	P_c , кВт	Q_c , квар	S_c , кВА	$P_{ВРУ}$, кВт	$Q_{ВРУ}$, квар	$S_{ВРУ}$, кВА
Жилой дом №7									
ВРУ №1	150	30	153	36,4	33,348	49,37	182,8	60	192,4
Жилой дом №11а									
ВРУ №1	136,3	27,26	139	36,4	33,348	49,37	169,1	57,3	178,5
Жилой дом №11б									
ВРУ №1	148,2	29,6	151,1	36,4	33,348	49,37	181	59,6	190,6
Жилой дом №15									
ВРУ №1	38,6	7,72	39,4	22	16,5	27,5	58,4	22,57	62,6
ВРУ №2	96,14	19,23	98	14,4	16,848	22,16	109,1	34,4	114,4
ВРУ №3	103,4	20,7	105,5	14,4	16,848	22,16	116,4	35,86	121,8
ВРУ №4	109,4	21,88	111,6	14,4	16,848	22,16	122,3	37	127,8
ВРУ №5	139,1	27,82	141,9	21,6	25,272	33,25	158,5	50,6	166,4
ВРУ №6	104,3	20,86	106,4	14,4	16,848	22,16	117,3	36	122,7
ВРУ №7	38,6	7,72	39,4	-	-	-	38,6	7,72	39,4
Итого по дому							720,7	224,15	754,7

Продолжение таблицы 1

Жилой дом №15д									
ВРУ №1	148,2	29,64	151	21,6	25,3	33,26	167,6	52,41	175,6
ВРУ №2	38,6	7,72	39,4	22	16,5	27,5	58,4	22,57	62,6
Итого по дому							226	74,98	238,2
Жилой дом №17									
ВРУ №1	65,25	13,05	66,54	7,2	8,4	11,06	71,73	20,61	74,63
ВРУ №2	98,92	19,78	100,9	14,4	16,848	22,16	111,9	34,94	117,2
ВРУ №3	116	23,2	118,3	43,6	41,8	60,4	155,2	60,82	166,7
Итого по дому							338,9	116,37	358,3
Жилой дом №17а									
ВРУ №1	136,3	27,26	169	36,4	33,348	49,37	169,1	57,3	178,5

Суммарные расчетные нагрузки прочих жилых зданий микрорайона сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Суммарные расчетные нагрузки прочих жилых зданий микрорайона

Прочие здания	<i>P</i> , кВт
Административное здание №17б	7
Жилое здание №17в	340
Жилое здание №17г	900
Жилое здание №17д	80
Жилое здание №17е	80

Выводы по разделу: определены значения расчетных нагрузок по жилым многоквартирным домам микрорайона.

2 Расчет ожидаемых электрических нагрузок по общественным зданиям

«При расчете нагрузок общественных зданий основными методами являются: на предпроектной стадии расчет по укрупненным удельным электрическим нагрузкам (распределенной нагрузке) на основании таблицы 6.14 СНИП 31.110.2003. Далее на стадии рабочего проектирования электроснабжения отдельного потребителя расчет выполняется по методу коэффициента спроса. В настоящее время наблюдается большое разнообразие электроприемников общественных и производственных зданий, часто сами здания многофункциональны - это и жилищно-офисные комплексы, и деловые центры с наличием производственных площадей и офисных помещений, и торгово-развлекательные комплексы. Вместе с тем можно выделить некоторые характерные электроприемники, влияющие на работу систем электроснабжения» [8-10].

Расчетная активная нагрузка гаражно-строительного кооператива:

$$P_{г.к} = P_{г.к \text{ уд}} \cdot S, \quad (17)$$

$$P_{г.к} = 0,023 \cdot 14700 = 338 \text{ кВт}.$$

где $P_{г.к \text{ уд}} = 0,023 \text{ кВт/м}^2$ - удельная расчетная нагрузка гаражно-строительного кооператива;

$S = 14700 \text{ м}^2$ - площадь гаражно-строительного кооператива.

Расчетная реактивная нагрузка гаражно-строительного кооператива:

$$Q_{г.к} = P_{г.к} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (18)$$

$$Q_{г.к} = 338 \cdot 0,2 = 67,6 \text{ квар}.$$

где « $\text{tg} \varphi = 0,2$ - коэффициент реактивной мощности по таблице 2.2.1» [4].

Расчетная полная нагрузка гаражно-строительного кооператива:

$$S_{\text{з.к}} = \sqrt{P_{\text{з.к}}^2 + Q_{\text{з.к}}^2}, \quad (19)$$

$$S_{\text{з.к}} = \sqrt{338^2 + 67,6^2} = 344,7 \text{ кВА.}$$

По остальным общественным зданиям расчеты производим по формулам 17 – 19, а результаты сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчеты нагрузок по остальным общественным зданиям

Наименование		S, м ²	P, кВт	Q, квар	S, кВА
Гаражно-строительный комплекс №1		14700	338	67,6	344,7
Административное здание №1		400	14,4	6,9	16
Административное здание №2		7350	264,6	127	293,5
Административное здание №3	ВРУ №1	8400	302,4	145,2	335,4
	ВРУ №2	5025	180,9	86,8	200,7

Выводы по разделу: произведен расчет ожидаемых активной, реактивной и полной нагрузок по гаражно-строительному комплексу и административным зданиям, располагающимся на территории жилого квартала.

3 Расчет ожидаемых электрических нагрузок от осветительных установок

Осветительная установка состоит из светотехнической и электрической частей.

Светотехническая часть - источник света, светильник и устройство крепежа - называются осветительным прибором. Электрическая часть осветительной установки предназначена для обеспечения электроэнергией осветительного прибора и состоит из проводников и коммутационно-защитной аппаратуры.

«Наибольшее распространение в сетях уличного освещения получили разрядные лампы (РЛ) - лампы, в которых оптическое излучение возникает в результате электрического разряда в газах, парах или их смесях.

Особенности РЛ и области применения определяются тем, что РЛ имеют более высокую световую отдачу и больший срок службы по сравнению с ЛН, а также могут иметь разнообразные спектры излучения и широкий диапазон значений мощности, яркости и других параметров. РЛ оттесняют ЛН, и их доля в осветительных установках (ОУ) постоянно увеличивается.

Недостатком РЛ является необходимость применения пускорегулирующей аппаратуры (ПРА) вследствие необходимости для их зажигания подачи импульса напряжения, превышающего на 30 % и более номинальное напряжение (220 В) и балласта, ограничивающего ток разряда. Номинальный режим устанавливается в РЛ спустя некоторое время после включения.

Повторное зажигание РЛ при высоком и сверхвысоком давлении без специальных приемов возможно только по истечении некоторого времени после включения.

Вид разряда в РЛ может быть тлеющий, дуговой или импульсный.

Тлеющий разряд характеризуется малой плотностью тока на катоде (от 10^{-5} до 10^{-2} А/м²) и низким давлением газа или пара (несколько десятков мм рт. ст.).

Дуговой разряд отличается от тлеющего высокой плотностью тока на катоде ($10^2 - 10^4$ А/см²) и малым катодным падением потенциала (5-15 В), токи от десятых долей до нескольких сотен ампер» [8, 11-13].

Для внутриквартального освещения выбираем светильники типа ЖКУ74-250 с лампами ДНАТ-250.

Расстояние между опорами наружного освещения:

$$D = \frac{\Phi_l \cdot U_E \cdot N}{E_{cp} \cdot K_3 \cdot h}, \quad (20)$$
$$D = \frac{13000 \cdot 0,065 \cdot 1}{4 \cdot 1,5 \cdot 4} \approx 35 \text{ м.}$$

где « Φ_l – световой поток светильника, лм;

$U_E = 0,065$ - коэффициент использования светового потока по освещенности;

N - число светильников на одной опоре;

$E_{cp} = 4 \text{ лк}$ - средняя освещенность» [3];

« $K_3 = 1,5$ - коэффициент запаса;

h - высота опоры, м» [18].

Число светильников определим из выражения:

$$N = \frac{L}{D}, \quad (21)$$
$$N = \frac{2626}{35} \approx 75.$$

где « L – общая протяженность внутриквартальных дорог и пешеходных дорожек, м;

D – расстояние между двумя соседними опорами уличного освещения, м» [3].

Активная расчетная нагрузка от системы наружного освещения микрорайона:

$$P_{\Sigma o} = P_{y\partial} \cdot N, \quad (22)$$

$$P_{\Sigma o} = 250 \cdot 75 = 18,8 \text{ кВт}.$$

где « $P_{y\partial}$ – удельная мощность лампы светильника Вт;

N – общее количество устанавливаемых светильников» [3].

Реактивная расчетная нагрузка от системы наружного освещения микрорайона:

$$Q_{\Sigma o} = P_{\Sigma o} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (23)$$

$$Q_{\Sigma o} = 18,8 \cdot 0,48 = 9 \text{ квар}.$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,48$ - коэффициент реактивной мощности.

Полная расчетная нагрузка от системы наружного освещения микрорайона:

$$S_{\Sigma o} = \sqrt{P_{\Sigma o}^2 + Q_{\Sigma o}^2}, \quad (24)$$

$$S_{\Sigma o} = \sqrt{18,8^2 + 9^2} = 21 \text{ кВА}.$$

Выводы по разделу: для внутриквартального освещения выбраны светильники типа ЖКУ74-250 с лампами ДНАТ-250 в количестве 75 штук с расстоянием между соседними опорами равным 35 метрам, при этом мощность системы внутриквартального освещения составила: активная - $P_{\Sigma o} = 18,8 \text{ кВт}$, реактивная - $Q_{\Sigma o} = 9 \text{ квар}$, полная - $S_{\Sigma o} = 21 \text{ кВА}$.

4 Расчет суммарных нагрузок по жилому микрорайону

Для определения суммарной расчетной активной мощности на стороне 0,4 кВ микрорайона используем формулу

$$P_{p.m} = P_{зд.нб} + \sum_1^n P_{зд.i} \cdot k_{y.i}, \quad (25)$$

$$P_{p.m} = 4227 \text{ кВт.}$$

где « $P_{зд.нб}$ - наибольшая расчетная нагрузка одного из зданий, кВт;

$k_{y.i} = 0,9$ - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов по таблице 2.3.1» [4].

Для определения суммарной расчетной реактивной мощности на стороне 0,4 кВ микрорайона используем формулу

$$Q_{p.m} = Q_{зд.нб} + \sum_1^n Q_{зд.i} \cdot k_{y.i}, \quad (26)$$

$$Q_{p.m} = 1504 \text{ квар.}$$

где « $Q_{зд.нб}$ - наибольшая расчетная нагрузка одного из зданий, квар» [4].

Для определения суммарной расчетной полной мощности на стороне 0,4 кВ микрорайона используем формулу

$$S_{p.m} = \sqrt{P_{p.m}^2 + Q_{p.m}^2}, \quad (27)$$

$$S_{p.m} = \sqrt{4227^2 + 1504^2} = 4486 \text{ кВА.}$$

Выводы по разделу: определена суммарная расчетная нагрузка по рассматриваемому микрорайону, которая составила $S_{p.m} = 4486 \text{ кВА}$.

5 Выбор трансформаторов для установки на комплектных трансформаторных подстанциях

Определим плотность электрической нагрузки на территории микрорайона и соответствующую ей мощность силовых трансформаторов

$$\sigma = \frac{S_{p.мк.}}{F_{мк.}}, \quad (28)$$

$$\sigma = \frac{4486}{0,3116} = 14397 \text{ кВА} / \text{км}^2,$$

$$S_{тр.эк} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{\sigma^2}, \quad (29)$$

$$S_{тр.эк} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{14397^2} = 857 \text{ кВА}.$$

где « σ - плотность нагрузки микрорайона

$S_{p.мк.}$ - расчетное значение полной нагрузки микрорайона, кВА;

$F_{мк.р.}$ - площадь микрорайона, км²» [8].

На территории микрорайона выбираем ТП с двумя трансформаторами в каждой, типа ТМГ-1000.

Количество ТП

$$n_{ТП} = \frac{S_{p.мк.}}{k_3 \cdot S_{тр} \cdot n_{тр}}, \quad (30)$$

$$n_{ТП} = \frac{4486}{0,7 \cdot 1000 \cdot 2} = 3,4.$$

где « $k_3 = 0,7$ - коэффициент загрузки трансформаторов ТП в нормальном режиме;

$S_{тр}$ - мощность трансформаторов на ТП, кВА;

$n_{тр}$ - число трансформаторов на ТП» [7].

Выводы по разделу: на территории микрорайона устанавливаем 4 двухтрансформаторных подстанции с СТ типа ТМГ-1000.

6 Обоснование схемы сетей 10 кВ жилого микрорайона

«Для электроснабжения электроприемников первой категории используются схемы:

- радиальная;
- двухлучевая с односторонним питанием;
- двухлучевая с двухсторонним питанием;
- трехлучевая с двухсторонним питанием.

На рисунке 1 приведены радиальная и двухлучевая схема с односторонним питанием.

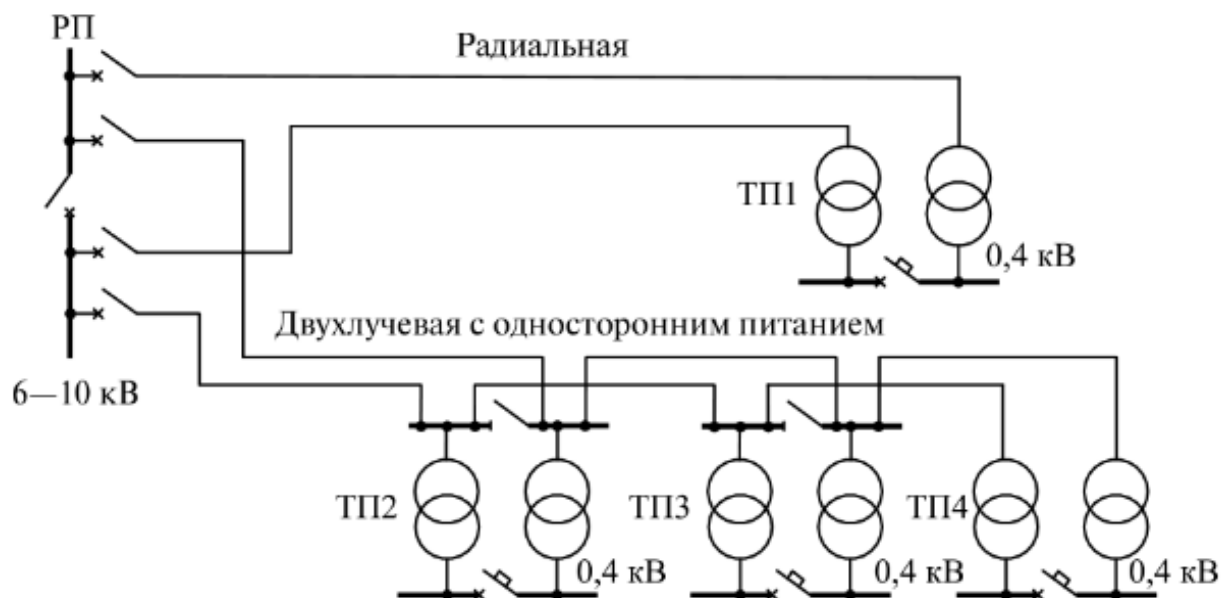


Рисунок 1 - Двухлучевая схема с односторонним питанием

Во всех вариантах исполнения сети электроснабжение потребителей не прекращается при повреждениях на линии 6-10 кВ или в трансформаторе, так как в схеме предусматривается АВР на секционном выключателе РП 6-10 кВ и на стороне 0,4 кВ ТП. Схемы с АВР принято называть автоматизированными схемами.

Для электроснабжения ЭП второй категории применяются петлевые схемы питания, при этом на подстанции устанавливается, как правило, один трансформатор. Допускается применение двухлучевых и других автоматизированных схем, рекомендованных для электроприемников первой категории, если их применение не приводит к увеличению стоимости на сооружение сети» [5, 14, 15].

Для электроснабжения районов с электроприемниками первой и второй категорий рекомендуется применение комбинированной петлевой и одно- или двухлучевой схемы.

Для районов с ЭП третьей категории рекомендуются петлевые схемы.

Для электрических сетей 10 кВ жилого квартала выбираем двухлучевую схему с двухсторонним питанием, позволяющую обеспечить надежным электроснабжением потребителей, относящихся ко всем трем категориям по надежности электроснабжения.

Выводы по разделу: для электроснабжения жилого микрорайона выбираем двухлучевую схему с односторонним питанием.

7 Определение сечений кабельных линий

«Кабели нашли широкое применение в сетях напряжением 6-10 кВ. В зависимости от способа прокладки силового кабеля, свойств окружающей его среды, механических усилий, которым подвергается кабель, рекомендуются к применению различные марки кабелей.

Кабели напряжением выше 1000 В выбираются по следующим условиям:

- номинальному напряжению установки;
- по конструктивному исполнению;
- предельно допустимому нагреву в нормальном и послеаварийном режимах работы» [16, 17, 18].

Для кабельной продукции, изоляция которой выполнена из сшитого полиэтилена допустимая температура жилы кабеля (90 °С);

«- экономическая плотность тока определяется по расчетному току (ток послеаварийного режима работы не учитывается):

$$S_{\text{ЭК}} = I_p / j_{\text{ЭК}}, \quad (31)$$

где I_p - расчетный ток;

$j_{\text{ЭК}}$ – значение экономической плотности тока, определяемое по справочнику» [16].

Полученное экономическое сечение округляется до стандартного значения.

«Сечение кабеля, выбранное по указанным выше условиям, должно быть проверено на термическую устойчивость к токам короткого замыкания:

$$I_{\text{терм}} = \frac{F \cdot C \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t_{\text{отк}} + T_a}}, \text{ кА}, \quad (32)$$

где F - сечение жилы кабеля, мм²;

C - функция, зависящая от напряжения и характеристики кабеля $A \cdot c^{1/2}/\text{мм}^2$ » [16];

$t_{\text{отк}}$ - время отключения цепи короткого замыкания;

$$I_{\text{терм}} \geq I_{\text{по}} ,$$

где $I_{\text{по}}$ - действительное значение тока КЗ в начале кабельной линии, кА.

Минимально допустимое сечение выбранного кабеля, удовлетворяющее условиям термической стойкости можно определить по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} , \quad (33)$$

где S_{min} - минимально допустимое сечение выбранного кабеля, удовлетворяющее по условиям термической стойкости (необходимо округлить до ближайшего стандартного), мм²;

$B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a)$ - расчетный тепловой импульс, кА² с.

«Кабели одинакового сечения по всей длине проверяются по току КЗ в начале кабеля, а кабели со ступенчатым сечением по длине проверяются по току КЗ в начале каждого участка» [17].

Выбранное сечение кабеля должно быть проверено на максимальные потери напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) , \quad (34)$$

где ΔU - потеря напряжения, В;

I_p - расчетный ток, А;

l - длина, км;

x_0 ; r_0 - соответственно удельное реактивное и активное сопротивление рассматриваемого кабеля, Ом/км.

Максимальная допустимая потеря напряжения в кабеле в нормальном

режиме работы должна быть меньше 5 %.

7.1 Определение типа и параметров КЛ 10 кВ

Линию РП - ТП №1 выполним кабелем марки АПвПг.

«Расчетный ток линии» [16, 19]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (35)$$

$$I_p = \frac{4486}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 247 \text{ А.}$$

Принимаем кабель марки АПвПг с сечением жил 3х95 и длительно допустимым током $I_{дон} = 263 \text{ А}$ на жилу.

Результаты выбора остальных КЛ 10 кВ сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты выбора КЛ 10 кВ

КЛ	I_p , А	$I_{дон}$, А	$F_{ном}$, мм ²
РП – ТП №1	247	263	3х95
ТП №1 – ТП №2	48	195	3х50
ТП №1 – ТП №3	84	195	3х50

7.2 Определение типа и параметров 0,4 кВ

Линии 0,4 кВ от трансформаторных подстанций до жилых домов и общественных зданий выполняем кабелем марки АВБбШв.

Определим расчетный ток в линии к ВРУ жилого дома №7 по улице 40 лет Победы:

$$I_p = \frac{192}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 292 \text{ A.}$$

Принимаем кабель марки АВБбШв с сечением жил 4x150 и длительно допустимым током $I_{дон} = 255 \text{ A}$ на жилу.

Результаты выбора остальных КЛ 0,4 кВ сводим в таблицу 5.

Таблица 5 - Результаты выбора КЛ 0,4 кВ

№	l кабеля, м	I_o , А	Количество кабелей, шт.	Сечение кабеля, мм ²
1	2	3	4	5
Жилой дом №7				
ВРУ №1	88	255	2	4x150
Жилой дом №11а				
ВРУ №1	45	255	2	4x150
Жилой дом №11б				
ВРУ №1	37	255	2	4x150
Жилой дом №15				
ВРУ №1	23	93	2	4x25
ВРУ №2	142	197	2	4x95
ВРУ №3	152	197	2	4x95
ВРУ №4	168	197	2	4x95
ВРУ №5	158	224	2	4x120
ВРУ №6	180	197	2	4x95
ВРУ №7	180	93	2	4x25
Жилой дом №15д				
ВРУ №1	71	224	2	4x120
ВРУ №2	74	93	2	4x25
Жилой дом №17				
ВРУ №1	53	112	2	4x35

Продолжение таблицы 5

№	l кабеля, м	I_0 , А	Количество кабелей, шт.	Сечение кабеля, мм ²
ВРУ №2	112	197	2	4x95
ВРУ №3	162	224	2	4x120
Жилой дом №17а				
ВРУ №1	48	255	2	4x150
Гаражный комплекс №1				
ВРУ №1	269	255	4	4x150
Административное здание №1				
ВРУ №1	149	93	2	4x25
Административное здание №2				
ВРУ №1	142	224	4	4x120
Административное здание №3				
ВРУ №1	40	224	4	4x120
ВРУ №2	85	330	2	4x240

Выводы по разделу: для линии РП - ТП №1 принимаем кабель марки АПвПг с сечением жил 3x95 и длительно допустимым током $I_{дон} = 263 А$ на жилу; линии 0,4 кВ от трансформаторных подстанций до жилых домов и общественных зданий выполняем кабелем марки АВБбШв.

8 Расчет значений токов короткого замыкания

8.1 Исходные данные и схема замещения

На рисунке 2 приведена схема для расчета токов КЗ.

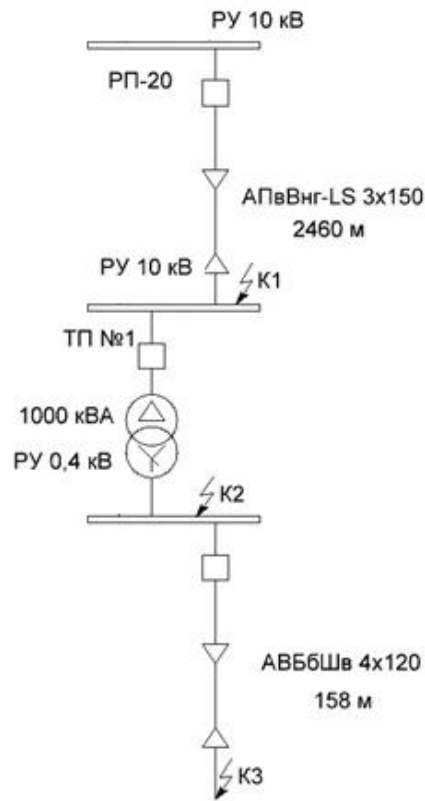


Рисунок 2 – Схема для расчета токов КЗ

На рисунке 3 приведена схема замещения, составленная по расчетной схеме.

Параметры силового трансформатора ТМГ-1000: $S_{ном} = 1000 \text{ кВА}$,
 $U_{к} = 5,5\%$;

Кабельная линия №1: АПвПг 3x95;

Кабельная линия №2: АВБбШв 4x120.

В таблице 6 приведены паспортные данные кабельных линий.

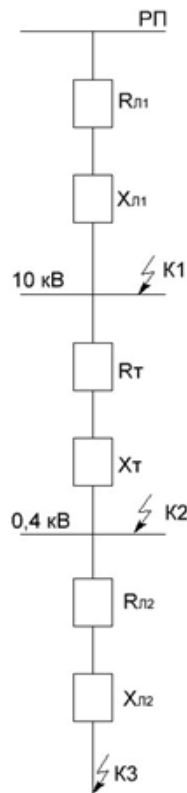


Рисунок 3– Схема замещения

Таблица 6 – Паспортные данные кабельных линий

$U_{ном}, кВ$	$F, мм^2$	$r_0, Ом / км$	$x_0, Ом / км$
10	3x95	0,32	0,17
10	3x70	0,641	0,184
0,4	4x120	1,54	0,545

8.2 Расчет сопротивлений элементов на схеме замещения

Найденных значения сопротивлений приводятся к стороне 10кВ, за базисное напряжение принимается $U_б = 0,4кВ$.

Кабельная линия №1:

$$x_{*6,л1} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_H^2}, \quad (36)$$

$$x_{*6,л1} = 0,17 \cdot 2,45 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,38 \text{ Ом.}$$

где « x_0 — погонное индуктивное сопротивление для кабельной линии 10кВ;

l — длина кабельной линии;

S_6 — базисная мощность;

U_H — номинальное напряжение» [20].

На стороне низкого напряжения сопротивления элементов определяются в именованных единицах [20].

- Кабельная линия №1, приведенная к стороне 0,4 кВ

$$r_{Л1} = r_0 \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_H^2}, \quad (37)$$

$$r_{Л1} = 0,32 \cdot 2,45 \cdot \frac{0,4^2}{10,5^2} = 0,00114 \text{ Ом,}$$

$$x_{Л1} = x_0 \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_H^2}. \quad (38)$$

$$x_{Л1} = 0,17 \cdot 2,45 \cdot \frac{0,4^2}{10,5^2} = 0,0006 \text{ Ом.}$$

- Трансформатор ТМГ-1000:

$$r_m = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{U_6^2}{S_H^2}, \quad (39)$$

$$r_m = 0,0108 \cdot \frac{0,4^2}{1^2} = 0,003456 \text{ Ом,}$$

где $\Delta P_{КЗ}$ - потери короткого замыкания;

S_H - номинальная мощность трансформатора.

$$Z_m = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_H}, \quad (40)$$

$$Z_m = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{1} = 0,0176 \text{ Ом},$$

где $U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания.

$$x_m = \sqrt{Z_m^2 + r_m^2} \quad (41)$$

$$x_m = \sqrt{0,0176^2 - 0,003456^2} = 0,01725 \text{ Ом}.$$

- Кабельная линия №2:

$$r_{Л2} = r_0 \cdot l \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_H^2}, \quad (42)$$

$$r_{Л2} = 1,54 \cdot 0,071 \cdot \frac{0,4^2}{0,4^2} = 0,11 \text{ Ом},$$

$$x_{Л2} = x_0 \cdot l \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_H^2}. \quad (43)$$

$$x_{Л2} = 0,545 \cdot 0,071 \cdot \frac{0,4^2}{0,4^2} = 0,0387 \text{ Ом}.$$

8.3 Расчет токов КЗ в первой точке

Суммарное сопротивление до точки КЗ:

$$x_{*\Sigma} = x_{*\delta, Л1}, \quad (44)$$

$$x_{*\Sigma} = 0,379 \text{ Ом}.$$

Значение базисного тока:

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

$$I_{\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ» [20]:

$$I_{n,0} = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (46)$$

$$I_{n,0} = \frac{1}{0,379} \cdot 5,5 = 14,5 \text{ кА.}$$

где $E_{*\delta}'' = 1$ - сверхпереходная ЭДС, о.е.

Ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot k_{y\delta}, \quad (47)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 14,5 \cdot 1,2 = 24,6 \text{ кА.}$$

где « $k_{y\delta} = 1,2$ - ударный коэффициент, таблице 3.6» [20].

8.4 Расчет токов КЗ во второй точке

Суммарное сопротивление до точки КЗ:

$$x_{\Sigma} = x_{Л1} + x_m, \quad (48)$$

$$x_{\Sigma} = 0,00061 + 0,01725 = 0,01786 \text{ Ом,}$$

$$r_{\Sigma} = r_{Л1} + r_m, \quad (49)$$

$$r_{\Sigma} = 0,00114 + 0,003456 = 0,0041 \text{ Ом};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}, \quad (50)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{0,01786^2 + 0,0041^2} = 0,018 \text{ Ом}.$$

«Ток трехфазного КЗ» [20]:

$$I_{\kappa} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (51)$$

$$I_{\kappa} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,018} = 12,6 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa} \cdot k_{y\delta}, \quad (52)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 12,6 \cdot 1,17 = 20,9 \text{ кА}.$$

8.5 Расчет токов КЗ в третьей точке

Суммарное сопротивление до точки КЗ:

$$x_{\Sigma} = x_{Л1} + x_{\tau} + x_{Л2}, \quad (53)$$

$$x_{\Sigma} = 0,00061 + 0,01725 + 0,0387 = 0,05656 \text{ Ом},$$

$$r_{\Sigma} = r_{Л1} + r_{\tau} + r_{Л2}, \quad (54)$$

$$r_{\Sigma} = 0,00114 + 0,003456 + 0,11 = 0,114596 \text{ Ом},$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}, \quad (55)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{0,114596^2 + 0,05656^2} = 0,1278 \text{ Ом}.$$

«Ток трехфазного КЗ» [20]:

$$I_k = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}, \quad (56)$$

$$I_k = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,1278} = 1,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot k_{уд}, \quad (57)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,81 \cdot 1,1 = 2,8 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных ТП сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов токов КЗ для остальных ТП

ТП	№ точки кор. зам.	U, кВ	$K_{уд}$	I_k , кА	$i_{уд}$, кА
1	1	10	1,2	14,5	24,6
	2	0,4	1,17	12,3	20,3
	3	0,4	1,1	1,8	2,8
2	1	10	1,2	11,9	19,7
	2	0,4	1,17	8	13,5
	3	0,4	1,1	2,4	3,7
3	1	10	1,2	11,6	19,3
	2	0,4	1,17	7,7	13,1
	3	0,4	1,1	2,9	4,5

Выводы по разделу: для трех трансформаторных подстанций определены значения токов короткого замыкания на шинах 10 и 0,4 кВ, а также на ВРУ, получающих питание от данных ТП.

9 Проверка КЛ 10 и 0,4 кВ

9.1 Проверка линий 10кВ

Линии напряжением выше 1 кВ подлежат проверке по экономической плотности тока.

«Минимальное сечение кабельной линии по экономической плотности тока» [11]:

$$S = \frac{I_p}{j_{\text{эк}} \cdot n_1}, \quad (58)$$

где « I_p - расчетный ток в линии, А;

$j_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока;

n_1 - количество кабелей в линии 10 кВ» [11].

Для линии от РП до ТП №1.

$$S = \frac{162}{1,9 \cdot 1} \approx 85 \text{ мм}^2,$$

$$95 \text{ мм}^2 > 85 \text{ мм}^2,$$

Выбранный кабель АПвПг с сечением жил 3х95 прошел проверку.

Для других линий результаты проверки заносим в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты проверки по экономической плотности тока

КЛ	$F_{\text{эк}}, \text{мм}^2$	$F_{\text{ном}}, \text{мм}^2$	$n_{\text{каб}}$
от РП до ТП №1	3х85	3х95	1
от ТП №1 до ТП №2	3х25	3х70	1
от ТП №1 до ТП №3	3х44	3х70	1

Проверим КЛ 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

«Минимальное сечение кабельной линии по термической стойкости» [11]:

$$S = \frac{I_k}{n \cdot C} \cdot \sqrt{t_{с.з.о.л}}, \quad (59)$$

где « I_k - ток короткого замыкания, А;

$t_{с.з.о.л}$ - время срабатывания защиты отключения линии;

n – количество линий 10 кВ;

C - постоянная величина для кабеля с алюминиевыми жилами» [11].

Для линии от РП до ТП №1.

$$S = \frac{14500}{2 \cdot 90} \cdot \sqrt{1,025} = 81,55 \approx 82 \text{ мм}^2,$$

$$95 \text{ мм}^2 > 82 \text{ мм}^2.$$

Для других линий результаты проверки заносим в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты проверки по термической стойкости

КЛ	$F_{терм}, \text{мм}^2$	$F_{ном}, \text{мм}^2$	$n_{каб}$
от РП до ТП №1	3x82	3x95	1
от ТП №1 до ТП №2	3x67	3x70	1
от ТП №1 до ТП №3	3x65	3x70	1

В таблицу 10 сводим результаты выбора сечений КЛ с учетом проверок по экономической плотности тока и на термическую стойкость.

Таблица 10 – Результаты выбора сечений КЛ с учетом проверок по экономической плотности тока и на термическую стойкость

КЛ	$F_{ном}, \text{мм}^2$	$n_{каб}$
от РП до ТП №1	3x95	1
от ТП №1 до ТП №2	3x70	1
от ТП №1 до ТП №3	3x70	1

9.2 Проверка линий 0,4 кВ

Проверка КЛ от ТП до многоквартирного жилого дома №7 по потере напряжения.

Определим значение момента нагрузки [15]:

$$M_{нагр} = S \cdot P_p, \quad (60)$$

$$M_{нагр} = 88 \cdot 192,4 = 27767 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Для значения момента нагрузки $M_{нагр} = 27757 \text{ кВт} \cdot \text{м}$ потери напряжения в линии равны $\Delta U = 2,57\%$, что не превышает установленные в ГОСТ на качество электрической энергии 10%.

«Проверка линии по длительному допустимому току в аварийном режиме» [16]:

$$I_{доп.авар} > I_p, \quad (61)$$

$$I_{доп.авар} = I_{доп} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3, \quad (62)$$

$$I_{доп.авар} = 308 \cdot 0,9 \cdot 1,25 \cdot 0,88 = 304,92 \text{ А}.$$

где « k_1 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей лежащих рядом в земле;

k_2 - допустимая перегрузка для кабелей на период ликвидации послеаварийного режима;

k_3 - поправочный коэффициент для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха [11].

Выбранный кабель АВБбШв 4х150 проходит проверку.

Проверку остальных кабельных линий 0,4 кВ производим по формулам 60-62, результаты заносим в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка КЛ 0,4 кВ

№	I_p , А	Лкл, м	$M_{нагр}, кВт \cdot м$	ΔU , %	$I_{доп.авар}$ А	Сечение КЛ, мм ²
Жилой дом №7						
ВРУ №1	292	88	16083	1,5	305	4х150
Жилой дом №11а						
ВРУ №1	271	45	7610	0,7	305	4х150
Жилой дом №11б						
ВРУ №1	290	37	6697	0,6	305	4х150
Жилой дом №15						
ВРУ №1	95	23	1343	0,8	104	4х25
ВРУ №2	174	142	15492	2,3	231,7	4х95
ВРУ №3	185	152	17693	2,6	231,7	4х95
ВРУ №4	194	168	20556	3	231,7	4х95
ВРУ №5	253	158	25049	2,9	268,3	4х120
ВРУ №6	186	180	21107	3,1	231,7	4х95
ВРУ №7	60	180	6948	3,9	104	4х25
Жилой дом №15д						
ВРУ №1	267	71	11902	1,3	168,3	4х120
ВРУ №2	95	74	4322	2,4	104	4х25
Жилой дом №17						
ВРУ №1	113	53	3802	1,5	127	4х35
ВРУ №2	178	112	12531	1,8	231,7	4х95
ВРУ №3	253	162	25149	2,9	268,3	4х120
Жилой дом №17а						
ВРУ №1	271	48	8117	0,7	305	4х150
Гаражный комплекс №1						
ВРУ №1	85	269	5036	2,8	104	2(4х150)

Продолжение таблицы 11

№	I_p , А	ЛкЛ, м	$M_{нагр}$, кВт·м	ΔU , %	$I_{доп.авар}$ А	Сечение КЛ, мм ²
Административное здание №1(Г)						
ВРУ №1	84	149	4312	2,4	104	4x25
Административное здание №2 (прям)						
ВРУ №1	258	142	25031	2,9	268,3	2(4x120)
Административное здание №3(3 этажа)						
ВРУ №1	255	40	7856	0,7	268,3	2(4x120)
ВРУ №2	305	85	16134	1,6	320,3	4x240

Выводы по разделу: произведена проверка кабельных линий 10 кВ по экономической плотности тока, которую выбранный кабель АПвПг с сечением жил 3x95 прошел, и проведена проверка на термическую стойкость, которую данный кабель также прошел. Кабели 0,4 кВ проверены по длительному допустимому току в аварийном режиме.

10 Выбор оборудования 10 и 0,4 кВ

10.1 Выбор оборудования 10 кВ

На стороне ВН в КТП выпускаемых ЗАО Эзоис устанавливаются КРУ 10 кВ, выпускаемые компанией Эзоис по лицензии Schneider Electric.

Срок службы RM-6 – 30 лет.

Внешний вид RM-6 представлен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Внешний вид RM-6

Выбор оборудования 10 кВ покажем на примере ТП №1.

Условия выбора выключателя нагрузки:

- «Номинальное напряжение сети» [14]:

$$U_{в.н} \geq U_{ном}; \quad U_{в.н} = 10кВ; \quad U_{ном} = 10кВ;$$
$$10кВ = 10кВ;$$

- «Значение длительного тока» [14]:

$$I_{в.н} \geq I_p; \quad I_{в.н} = 400 A; \quad I_p = 247 A;$$

$$400 A > 247 A;$$

- «Коммутационная способность» [14]:

$$I_{н.т.о} \geq I_k,$$

$$20 кА > 14,5 кА.$$

где « $I_{н.т.о}$ —номинальный ток отключения;

I_k - ток короткого замыкания» [14].

- «Термическая стойкость» [14]:

$$I_{пр.тер}^2 \cdot t_{тер} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi}, \quad (63)$$

$$20^2 \cdot 3 \geq 14,5^2 \cdot 0,6,$$

$$1200 кА^2 \cdot с > 126,2 кА^2 \cdot с;$$

- «Электродинамическая стойкость» [14]:

$$i_{пр.с} > i_y, \quad (64)$$

$$51 кА > 24,6 кА.$$

Выключатель нагрузки типа ВНМ-10/400-20 обладает необходимыми параметрами и соответствует требованиям.

В результате выбора выключателей нагрузки на остальных ТП на ТП №2 и №3 устанавливаем ВНМ-10/100.

10.2 Выбор оборудования 0,4 кВ

На стороне НН КТП применяется НКУ типа ЩРНВ.

Внешний вид ЩРНВ представлен на рисунке 5.

Условия выбора автоматических выключателей:



Рисунок 5 - Внешний вид ЩРНВ

- «Номинальное напряжение сети» [14]:

$$U_{в.н} \geq U_{ном}; \quad U_{в.н} = 0,4кВ; \quad U_{ном} = 0,4кВ;$$
$$0,4кВ = 0,4кВ;$$

- «Значение длительного тока» [14]:

$$I_{в.н} \geq I_p; \quad I_{в.н} = 2000 A; \quad I_p = 1433 A;$$
$$2000 A > 1433 A;$$

- «Коммутационная способность» [14]:

$$I_{н.т.о} \geq I_k, \tag{65}$$
$$135кА > 12,3кА.$$

- «Термическая стойкость» [14]:

$$I_{\text{пр.тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi}, \quad (66)$$
$$135^2 \cdot 3 \geq 12,26^2 \cdot 0,6,$$
$$54675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 90,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «Электродинамическая стойкость» [14]:

$$i_{\text{пр.с}} > i_y, \quad (67)$$
$$150 \text{ кА} > 20,28 \text{ кА}.$$

Автоматический выключатель типа ВА-СЭЦ-ЛВА-16 обладает необходимыми параметрами и соответствует требованиям.

Условия выбора разъединителей:

- «Номинальное напряжение сети» [14]:

$$U_{\text{р.н}} \geq U_{\text{ном}}; U_{\text{р.н}} = 0,4 \text{ кВ}; \quad U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ};$$
$$0,4 \text{ кВ} = 0,4 \text{ кВ};$$

- «Значение длительного тока» [14]:

$$I_{\text{р.н}} \geq I_p; \quad I_{\text{р.н}} = 1600 \text{ А}; \quad I_p = 1433 \text{ А};$$
$$1600 \text{ А} > 1433 \text{ А}.$$

- «Термическая стойкость» [14]:

$$I_{\text{пр.тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi}, \quad (68)$$
$$20^2 \cdot 3 \geq 12,26^2 \cdot 0,6;$$

$$1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с} > 90,2 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «Электродинамическая стойкость» [14]:

$$i_{\text{пр.с}} > i_{\text{у}}, \quad (69)$$

$$100 \text{кА} > 20,28 \text{кА}.$$

Разъединитель типа РЕ 19-43 обладает необходимыми параметрами и соответствует требованиям.

На остальных ТП электрооборудований 0,4 кВ выбираем по тем же критериям.

10.3 Защита отходящих линий

Для защиты кабельной линии от подстанции до ВРУ №1 многоквартирного дома №7 выбираем рубильник по параметрам:

- «Номинальное напряжение сети» [19]:

$$U_{\text{р.н}} \geq U_{\text{ном}}; \quad U_{\text{р.н}} = 0,4 \text{кВ}; \quad U_{\text{ном}} = 0,4 \text{кВ};$$

$$0,4 \text{кВ} = 0,4 \text{кВ};$$

- «Значение длительного тока» [14]:

$$I_{\text{р.н}} \geq I_{\text{р}}; \quad I_{\text{р.н}} = 400 \text{А}; \quad I_{\text{р}} = 292 \text{А};$$

$$400 \text{А} > 292 \text{А}.$$

Рубильник типа РПС-400А обладает необходимыми параметрами и соответствует требованиям.

Условия выбора предохранителей:

- «Номинальное напряжение сети» [14]:

$$U_{p.n} \geq U_{ном}; U_{p.n} = 0,4кВ; \quad U_{ном} = 0,4кВ;$$

$$0,4кВ = 0,4кВ;$$

- «Значение длительного тока» [14]:

$$I_{p.n} \geq I_n; \quad I_{n.n} = 400 А; \quad I_p = 292 А;$$

$$400 А > 292 А.$$

Предохранитель типа ПН2-400/400 А обладает необходимыми параметрами и соответствует требованиям.

Рубильники и предохранители для защиты остальных линий 0,4 кВ выбираем также, результаты заносим в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты выбора рубильников и предохранителей

Кабельная линия	Рубильник	Предохранитель
ТП №1		
От ТП №1 до ВРУ №1 жилого дома №7	РПС-400А- УХЛЗ	ПН2-400/400 А
От ТП №1 до ВРУ №1 жилого дома №11а	РПС-400А- УХЛЗ	ПН2-400/400 А
От ТП №1 до ВРУ №1 жилого дома №11б	РПС-400А- УХЛЗ	ПН2-400/400 А
От ТП №1 до ВРУ №1 гаражного комплекса №1	РПС-250А- УХЛЗ	ПН2-250/250 А
От ТП №1 до ВРУ №1 административного здания №3	РПС-250А- УХЛЗ	ПН2-250/250 А
От ТП №1 до ВРУ №2 административного здания №3	РПС-400А- УХЛЗ	ПН2-400/400 А

Продолжение таблицы 12

Кабельная линия	Рубильник	Предохранитель
ТП №2		
От ТП №2 до ВРУ №1 жилого дома №15	РПС-100А- УХЛ3	ПН2-100/100 А
От ТП №2 до ВРУ №2 жилого дома №15	РПС-250А- УХЛ3	ПН2-250/250 А
От ТП №2 до ВРУ №3 жилого дома №15	РПС-250А- УХЛ3	ПН2-250/250 А
От ТП №2 до ВРУ №4 жилого дома №15	РПС-250А- УХЛ3	ПН2-250/250 А
От ТП №2 до ВРУ №5 жилого дома №15	РПС-250А- УХЛ3	ПН2-250/250 А
От ТП №2 до ВРУ №6 жилого дома №15	РПС-250А- УХЛ3	ПН2-250/250 А
От ТП №2 до ВРУ №7 жилого дома №15	РПС-100А- УХЛ3	ПН2-100/100 А
От ТП №2 до ВРУ №1 жилого дома №15д	РПС-400А- УХЛ3	ПН2-400/400 А
От ТП №2 до ВРУ №2 жилого дома №15д	РПС-100А- УХЛ3	ПН2-100/100 А

Продолжение таблицы 12

Кабельная линия	Рубильник	Предохранитель
ТП №3		
От ТП №3 до ВРУ №1 жилого дома №17	РПС-250А- УХЛЗ	ПН2-250/250 А
От ТП №3 до ВРУ №2 жилого дома №17	РПС-250А- УХЛЗ	ПН2-250/250 А
От ТП №3 до ВРУ №3 жилого дома №17	РПС-250А- УХЛЗ	ПН2-250/250 А
От ТП №3 до ВРУ №1 жилого дома №17а	РПС-400А- УХЛЗ	ПН2-400/400 А
От ТП №3 до ВРУ №1 административного здания №1	РПС-100А- УХЛЗ	ПН2-100/100 А
От ТП №3 до ВРУ №1 административного здания №2	РПС-250А- УХЛЗ	ПН2-250/250 А

Выводы по разделу: на стороне ВН в КТП выпускаемых ЗАО Эзоис устанавливаются КРУ 10 кВ, выпускаемые компанией Эзоис по лицензии Schneider Electric, выбраны и проверены выключатели нагрузки, разъединители, автоматические выключатели и другое оборудование на номинальные напряжения 10 и 0,4 кВ.

11 Расчет максимальной токовой защиты линий 10 кВ

Расчет МТЗ кабельной линии покажем на примере линии от распределительного пункта №20 до ТП №1. Максимальный ток, протекающий через линию в нормальном режиме равен 247 А.

Выбираем трансформаторы тока ТПЛ-10-300/5.

«Ток срабатывания защиты» [21]:

$$I_{c.з} = \frac{k_n \cdot k_{c.з}}{k_\rho} \cdot I_{p.max}, \quad (70)$$

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 247 = 444,6 \text{ А.}$$

где « k_n - коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание (отстройку) защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом;

$k_{c.з}$ - коэффициент самозапуска, зависит от вида нагрузки;

k_ρ - коэффициент возврата реле;

$I_{p.max}$ - максимальный рабочий ток в линии» [21].

«Ток срабатывания реле» [21]:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot k_{cx}}{n_{TT}}, \quad (70)$$

$$I_{c.p} = \frac{444,6 \cdot 1}{60} = 7,4 \text{ А.}$$

где « k_{cx} - коэффициент схемы;

n_{TT} - коэффициент трансформации трансформатора тока» [21].

Принимаем уставку тока срабатывания реле равной 8А.

«Коэффициент чувствительности защиты» [21]:

$$k_u = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{кз}^{(3)}}{I_{с.з}}, \quad (71)$$

$$k_u = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot 12260}{444,6} = 24 > 1,5,$$

Условие выполняется.

Результаты расчетов для остальных кабельных линий заносим в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов для остальных кабельных линий

Линия	$I_{ТТ}, A$	$I_{с.з}, A$	$I_{с.р}, A$	k_u
РП - ТП1	300/5	444,6	7,41/8	23,9
ТП1 - ТП2	100/5	86,4	4,32/5	23,7
ТП1 - ТП3	100/5	151,2	7,56/8	16,6

«Ток срабатывания токовой отсечки» [21]:

$$I_{с.о} = k_n \cdot I_{кз.max}, \quad (72)$$

$$I_{с.о} = 1,5 \cdot 12260 = 18390 A.$$

«Ток срабатывания реле» [21]:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.о} \cdot k_{сх}}{n_{ТТ}} \quad (73)$$

$$I_{с.р} = \frac{18390 \cdot 1}{60} = 306,5 A,$$

$$I_{р.кз.max} = \frac{I_{кз.max} \cdot k_{сх}}{n_{ТТ}}. \quad (74)$$

$$I_{p.кз.max} = \frac{14500 \cdot 1}{60} = 242 \text{ A},$$

$$k_u = \frac{I_{p.кз.max}}{I_{c.p}} \quad (75)$$

$$k_u = \frac{242}{306,5} = 0,8 < 1,5,$$

Условие не выполняется.

Устанавливаем устройство дистанционной защиты типа SIPROTEC 4 7SA6.

«Сопротивление срабатывания» [21]:

$$Z_{c.з} \geq 1,5 \cdot Z_l, \quad (76)$$

$$Z_{c.з} = 1,5 \cdot 0,75 = 1,125 \text{ Ом}.$$

«Коэффициент наклона характеристики α_1 » [21]:

$$\alpha_1 = \frac{t_{c.з}}{Z_l}, \quad (77)$$

$$\alpha_1 = \frac{1,23}{0,75} = 1,64.$$

«Уставка по времени» [21]:

$$t_{y.з} = 0,9 \cdot Z_{c.з} \cdot \alpha_1, \quad (78)$$

$$t_{y.з} = 0,9 \cdot 1,125 \cdot 1,64 = 1,7 \text{ с}.$$

«Сопротивление срабатывания реле» [21]:

$$Z_{c.p} = Z_{c.z} \cdot \frac{n_{mm}}{n_n}, \quad (79)$$

$$Z_{c.p} = 1,125 \cdot \frac{60}{100} = 0,675 \text{ Ом.}$$

Значение находится в допустимых пределах от 0,1 до 8 Ом.

Результаты расчетов для остальных кабельных линий заносим в таблицу

14.

Таблица 14 – Результаты расчетов дистанционной защиты для остальных кабельных линий

Линия	Z_l , Ом	$Z_{c.z}$, Ом	α_1	$t_{y.z}$, с	$Z_{c.p}$, Ом
от РП до ТП №1	0,75	1,13	1,64	1,7	0,68
от ТП №1 до ТП №2	1,78	2,67	0,69	1,7	0,53
от ТП №1 до ТП №3	0,77	1,16	1,6	1,7	0,23

Выводы по разделу: произведен расчет уставок срабатывания максимальной токовой защиты линий 10 кВ, при этом коэффициент чувствительности составил 24 при норме 1,5.

Выполнен расчет уставок максимальной токовой отсечки, выполненной на базе SIPROTEC 4 7SA6, определены ток срабатывания токовой отсечки и ток срабатывания реле.

12 Расчет защитного заземления КТП

Электробезопасность - это исключение условий, при которых возможны опасные для человека поражения электрическим током вследствие непосредственного прикосновения к токоведущим частям или к ОПЧ.

Для обеспечения электробезопасности в электроустановках необходимо соблюдение следующих условий:

«- токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для непреднамеренного прямого прикосновения к ним;

- доступные для прикосновения ОПЧ и сторонние проводящие части, а также РЕ и PEN проводники не должны быть опасны при прикосновении к ним как при нормальных режимах эксплуатации, так и при повреждении изоляции» [5].

Значение сопротивления ЗУ не должно превышать 4 Ом.

Грунт на котором располагается КТП – суглинок с удельным сопротивлением $g = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

ЗУ представляет собой 8 вертикальных стержней с $l = 5 \text{ м}$, объединенных полосой с $L = 29 \text{ м}$.

«Сопротивление одиночного заземлителя» [5]:

$$R = \frac{g}{l}. \quad (80)$$

$$R = \frac{100}{5} = 20 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление горизонтальной полосы» [3]:

$$R_r = \frac{2g}{L}. \quad (81)$$

$$R_r = \frac{2 \cdot 100}{29} = 6,9 \text{ Ом}.$$

Определяем по справочным данным значение коэффициента использования, которое для восьми вертикальных заземлителей равно $k_{II} = 0,52$.

«Проводимость заземляющего контура» [5]:

$$G = k_{II} \cdot (G_B + G_T). \quad (82)$$

$$G = 0,52 \cdot \left(\frac{8}{20} + \frac{1}{6,9} \right) = 0,28.$$

«Суммарное сопротивление ЗУ КТП» [5]:

$$R_{общ} = \frac{1}{G}. \quad (83)$$

$$R_{общ} = \frac{1}{0,28} = 3,6 \text{ Ом},$$

$$3,6 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом},$$

Условие выполняется.

Выводы по разделу: выполнен расчет защитного заземления КТП в результате которого заземляющее устройство представляет собой 8 вертикальных стержней с $l = 5 \text{ м}$, объединенных полосой с $L = 29 \text{ м}$.

Заключение

В ВКР бакалавра рассмотрено электроснабжение жилого микрорайона многоэтажной застройки. Выполнен расчет ожидаемых электрических нагрузок по каждому из жилых зданий микрорайона. Определены нагрузки административных зданий, гаражно-строительного комплекса, магазинов и других строений на территории микрорайона.

Внутриквартальное освещение выполнено светильниками типа ЖКУ74-250 с лампами ДНАТ-250 в количестве 75 штук с расстоянием между соседними опорами равным 35 метрам, при этом мощность системы внутриквартального освещения составила: активная - $P_{\Sigma o} = 18,8 \text{ кВт}$, реактивная - $Q_{\Sigma o} = 9 \text{ квар}$, полная - $S_{\Sigma o} = 21 \text{ кВА}$.

Суммарная расчетная полная мощность на стороне 0,4 кВ микрорайона составила 4,5 МВА. На территории микрорайона устанавливаем 4 двухтрансформаторных подстанции с трансформаторами типа ТМГ-1000.

Для электроснабжения жилого микрорайона выбрана дуолучевая схема с односторонним питанием.

Рассчитаны сечения кабельных линий. Произведен расчет токов КЗ на стороне 10 и 0,4 кВ. Выбранные КЛ проверены на стойкость к токам КЗ. Для линии РП - ТП №1 принимаем кабель марки АПвПг с сечением жил 3х95 и длительно допустимым током $I_{дон} = 263 \text{ А}$ на жилу; линии 0,4 кВ от трансформаторных подстанций до жилых домов и общественных зданий выполняем кабелем марки АВБбШв. На стороне ВН в КТП выпускаемых ЗАО Эзоис устанавливаются КРУ 10 кВ, выпускаемые компанией Эзоис по лицензии Schneider Electric, выбраны и проверены выключатели нагрузки, разъединители, автоматические выключатели и другое оборудование на номинальные напряжения 10 и 0,4 кВ.

Выполнен расчет защитного заземления КТП, которое представляет собой контур из 8 вертикальных стержней с $l = 5 \text{ м}$, объединенных полосой с $L = 29 \text{ м}$.

Список используемых источников

1. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс]: учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/982211> (дата обращения 15.03.2021).
2. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. 78 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 02.03.2021).
4. Вахнина В.В., Черненко А.Н., Самолина О.В., Рыбалко Т.А. Проектирование осветительных установок [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 107 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/3383/1/Vahnina%20Chernenko%20Samolina%20Ribalko_%20EUI_Z.pdf (дата обращения: 23.04.2021).
5. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.
6. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
7. Комиссаров Ю.А., Бабокин Г.И. Общая электротехника и электроника : учебник. 2-е изд., испр. и доп. М. : ИНФРА-М, 2017. 479 с.
8. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.

9. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 22.05.2021).
10. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.
11. Сазонова Т.В., Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учебное пособие. М.: Бибком, 2016. 110 с.
12. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.
13. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Жданов В.Г. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 144 с.
14. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению [Электронный ресурс]: учеб. пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 16.05.2021).
15. Электрические сети – интернет сайт об электрических сетях и высоковольтном оборудовании [Электронный ресурс]. URL: <http://leg.co.ua> (дата обращения: 04.03.2021).
16. Algarin J.M., Ramaswamy B., Weinberg I.N., Chen Y.J., Krivorotov I.N., Katine J.A., Shapiro B., Waks E. Frequency conversion of microwave signal without direct bias current using nanoscale magnetic tunnel junctions // Scientific Reports. 2019. №9 (1), 828-830.
17. Beaty H.W. Handbook of electric power calculations. USA: McGraw-Hill Companies, 2016. 608 p.

18. Cheng D., Zhang W., Wang K. Hierarchical reserve allocation with air conditioning loads considering lock time using Benders decomposition // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. №2. pp. 293-308.
19. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2013. 401 p.
20. Short T. Electric power distribution handbook. Florida: CRC Press LLC, 2014. 898 p.