

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 улицы Ленина с. Александровка Ульяновской области

Обучающийся

Д.С. Афанасьев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2023

Аннотация

Основной целью выпускной квалификационной работы является подготовка реконструкции системы электроснабжения ул. Ленина с. Александровка с учетом современного состояния потребителей электроэнергии и перспективного развития их на ближайшие 5-7 лет.

Для достижения этой цели решаются следующие задачи: производится обследование электронагрузок потребителей электроэнергии. Следует определить местоположение трансформаторной подстанции, проложить трассы линии электропередач, выбрать провода или кабели, рассчитать защиту линий. Предусмотреть мероприятие по технике безопасности и охране труда. Оценить капиталовложение в объект.

Практическая значимость проекта заключается в разработке проекта реконструкции воздушной линии 0.4 кВ с учетом современных нагрузок и требований, предъявляемых к устройству воздушных линий. Подготовлен комплекс организационных и технических мероприятий по эксплуатации и ремонту данной воздушной линии.

Структура выпускной квалификационной работы включает в себя введение, четыре раздела, девять таблиц, заключение и список используемой литературы.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика объекта проектирования	5
2 Выбор трансформатора и схемы электроснабжения	7
2.1 Определение расчетных нагрузок.....	7
2.2 Выбор местоположения трансформаторной подстанции.....	11
2.3 Анализ и выбор схемы электроснабжения.....	15
2.4 Подсчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ	19
2.5 Расчет и выбор мощности трансформатора.....	22
3 Расчет и выбор компонентов ВЛ-0,4 кВ.....	26
3.1. Расчет допустимых потерь напряжения.....	26
3.2 Расчет и выбор проводов методом экономических интервалов	27
3.3 Расчет и выбор защиты ВЛ-0,4 кВ.....	31
3.4. Проверка электрической сети 0,4 кВ на возможность пуска асинхронных, короткозамкнутых двигателей	34
3.5 Расчет заземляющего устройства трансформатора подстанции 10/0,4 кВ	37
3.6 Система учета электроэнергии в с. Александровка	41
4 Технико-экономическая часть	45
Заключение	47
Список используемой литературы	49

Введение

На нынешнем этапе развития общества электроэнергия становится неотъемлемой частью нашей обыденной жизни. Без неё сложно вообразить жизнь современных городов и поселков. Как и другие виды энергии, электроэнергия не всегда добирается до потребителей «в первозданном виде», и в этом главнейшую роль играет электроэнергетика.

Энергетика отрасль промышленности, предназначенная для производства электроэнергии на электростанциях и передачей ее потребителям. Энергетика характеризуется основой развития производственных сил. Энергетика снабжает безостановочную работу промышленности, сельского хозяйства, коммунальных хозяйств. Устойчивое развитие немыслимо без непрерывного развивающейся электроэнергетики.

Энергетическая отрасль—это часть топливно-энергетической промышленности и нераздельно связана с другой составляющей этого огромного хозяйственного комплекса топливной промышленностью. Российская энергетика – это 9 атомных, 600 тепловых и 100 гидравлических, электростанций. За 80 лет индустриальное производство электроэнергии возросло в тысячу раз, была воссоздана целостная энергосистема и сотни районных энергосистем. Многие из электроэнергетики размещены неправильно, экономически и географически, но это не снижает ценность таких объектов, сейчас их не перенесешь и не переоборудуешь. [19]

Электроснабжение в отдаленных от городов участках наиболее нуждаются в реконструкции, так как электросети простираются на многие километры и находятся зачастую в сложных климатических зонах, и в труднодоступных для ремонтной бригады местах.

Целью данной работы является электроснабжение улицы Ленина с. Александровка Ульяновской области так как действующие электросети давно устарели и нуждаются в реконструкции.

1 Краткая характеристика объекта проектирования

В начале XX века в Симбирске начали появляться небольшие электростанции одна из них обеспечивала электроэнергией Симбирский дом губернатора и дворянский пансион-приют [20].

Самая первая электростанция на территории Ульяновской области была поставлена в 1890 году в Барышском районе в селе Измайлово, она обеспечивала бесперебойное энергоснабжение суконной фабрики. [20]

Небольшие электростанции, обслуживающие отдельных потребителей, в начале XX века появились и в Симбирске, одна из них обеспечивала электроэнергией Симбирский дворянский пансион-приют и дом губернатора. [20]

На данный момент Ульяновская область остается ведущей областью в разработке и применении альтернативных источников электроэнергии. Ветряные электрогенераторы с января 2018 года ВЭС построенная финской Fortum под Ульяновском, включена в реестр мощности. Это означает, что в российской энергосистеме появился первый объект генерации, функционирующий на основе использования энергии ветра мощность новой ВЭС, составляет 35 МВт. [20]

Ульяновская область стала не только первым регионом России, где появился промышленный ветропарк, завод по производству лопастей для ветрогенераторов и предприятия, которые развивают возобновляемую энергетику для собственных нужд. Именно тут находится больница, реализовавшая уникальный проект для России, установив солнечные панели прямо на крыши корпусов. [14]

В городе Димитровград изучают атомную энергию и строят реакторы нового типа. Электроэнергия из атомной электростанции поступает в город и районы Димитровграда и, в частности, в село Александровка. [6]

Село Александровка расположена в Мелекесском районе, Ульяновской области и входит в состав МО «Рязановское сельское поселение».

Удаленность от районного центра г. Димитровград составляет 55 км, от областного центра 155 м и связано шоссейными дорогами.

Источником энергоснабжения является районная п/ст 110/35/10 кВ «Рязаново» находящаяся на расстоянии 18 км от потребителя. Электрические сети обслуживаются Рязановским участком РЭС МРСК «Волги»

Климат умеренно-континентальный с теплым летом и умеренно-холодной зимой, в январе температура опускается ниже- 20 °С в июне выше +20°С. Районирование по ветру относится к 3 району скорость ветра 26 м/с один раз в год. По числу гроз в году район находится в 4 зоне с числом гроз 20–40 часов в год. Типы преобладающих почв: чернозем, и субпесчанная. С начала ноября до начала апреля лежит снег.

Основным производство в селе является общество с ограниченной ответственностью «Маяк», общая площадь землепользования которого составляет 17158 га в т. ч. пашни 14366 га. Основным производством является ООО «Маяк», в котором видом деятельности является выращивание зерновых (кроме риса), зернобобовых культур и семян масличных культур, оптовая торговля зерном и прочими пищевыми продуктами, животноводство и разведение молочного крупнорогатого скота.

На территории села есть средняя общеобразовательная школа, Дом культуры, почта, молельный дом, 3 магазина, детский сад, медпункт, пожарная часть.

Выводы по разделу 1.

В результате выполнения раздела, мы узнали, где находится объект проектирования и об особенностях местного климата.

2 Выбор трансформатора и схемы электроснабжения

2.1 Определение расчетных нагрузок

Величина мощности, месторасположение и вид электроприемников определяют структуру схемы и параметры элементов электроснабжения промышленных предприятий и сельского хозяйства.

При проектировании обычно определяют три вида нагрузок:

К основным методам определения расчетных (ожидаемых) электрических нагрузок, следует отнести методы определения расчетных нагрузок [8,11]:

- установленной мощности и коэффициенту спроса;
- средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней (статистический метод);
- средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок;
- средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузок).

К вспомогательным можно отнести методы определения расчетных нагрузок по:

- удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период;
- удельной нагрузке на единицу производственной площади.

Первый из основных и вспомогательные методы определения расчетных нагрузок являются приближенными или эмпирическими методами расчета. Последние три из указанных выше основных методов определения расчетных нагрузок используют основные положения теории вероятностей. [7].

Расчет электрических нагрузок на вводах объекта производим по методическим указаниям РД 34.20.178.

Принимаем за расчетную нагрузку на вводе в многоквартирный дом, новой застройки с газификацией.

$$P_p = 1,8 \text{ кВт},$$

Электрическая нагрузка на вводе в многоквартирный дом.

$$P_p = K_o \times n \times P_p, \quad (1)$$

где K_o – коэффициент одновременности K_o ;

n – количество квартир.

$$P_p = 1,8 \times 1 \times 1 = 1,8 \text{ кВт},$$

Рассчитываем электрическую нагрузку дневного и вечернего максимума.

$$P_d = K_d \times P_p, \quad (2)$$

$$P_v = K_v \times P_p, \quad (3)$$

где K_d, K_v – коэффициент дневного и вечернего участия.

$$P_d = K_d \times P_p = 0,4 \times 1,8 = 0,7 \text{ кВт},$$

$$P_v = K_v \times P_p = 1 \times 1,8 = 1,8 \text{ кВт}.$$

Рассчитываем электрическую нагрузку на вводе мастерской «Ремонтная мастерская», производим обследование установленного электрооборудования, результаты представлены в таблице 1. [13]

Таблица 1 – Обследование установленного электрооборудования

Наименование	Количество	Установленная мощность, кВт
Кран балка	1	2.2
Освещение	-	2
Сверлильный станок	1	1.5
Сварочный пост	1	3
Точильный станок	1	0.5

Рассчитываем нагрузку на вводе в период максимума.

$$P_p = \sum \frac{P_y \times K_z}{\eta}, \quad (4)$$

где P_y – установленная мощность эл. приемника;

K_z – коэффициент загрузки оборудования;

η - коэффициент полезного действия (КПД) эл. приемника, для двигателей.

$$\eta = 0,7 - 0,8,$$

Для освещения и цеха $\eta=1$

$$P_p = \frac{2,2 \times 0,5}{0,8} + \frac{2 \times 1}{1} + \frac{1,5 \times 0,6}{0,7} + \frac{3 \times 0,6}{0,9} + \frac{0,5 \times 0,6}{0,7} = 7 \text{ кВт.}$$

По данным определяем типовые данные для ремонтной мастерской

$$P_{уст} = 35 \text{ кВт,}$$

$$P_d = 15 \text{ кВт,}$$

$$P_v = 5 \text{ кВт.}$$

Определяем коэффициент дневного и вечернего участия

$$K_D = \frac{P_D}{P_{уст}}, \quad (5)$$

$$K_B = \frac{P_B}{P_{уст}}, \quad (6)$$

$$K_D = \frac{15}{35} = 0.42,$$

$$K_B = \frac{5}{35} = 0.14.$$

Рассчитываем дневной и вечерний максимум на вводе в объект:

$$P_D = K_D \times P_g, \quad (7)$$

$$P_B = K_B \times P_g, \quad (8)$$

$$P_D = 0,4 \times 7 = 2.8 \text{ кВт},$$

$$P_B = 0,14 \times 7 = 1 \text{ кВт}.$$

Остальные рассчитываем аналогично и результаты сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Электрическая нагрузка объекта проектирования

Номер объекта	Наименование объекта	Расчетная нагрузка P_p , кВт	Максимумы нагрузки	
			Дневной P_D , кВт	Ночной P_B , кВт
1	Жилой многоквартирный дом	1.8	0.7	1.8
2	АЗС	2	1	1
3	Гараж на 10 ед. тех.	22	10	5
4	Склад запчастей	5	3	1
5	Ремонтная мастерская	7	2.8	1
6	Склад рассыпных кормов на 200 т	22	10	5
7	Уличное освещение	4	-	4

Расчет наружного (уличного) освещения

$$P_{ул} = \sum e \times P_{уд}. \quad (9)$$

где $\sum e$ – суммарная длина улиц в м;

$P_{уд}$ – удельная мощность на 1 погонный метр.

$$P_{ул} = 500 \times 4.5 = 2250 \text{ Вт.}$$

Нагрузка наружного освещения территорий хозяйственных центров принимаем 250 Вт на одно помещением и 3 Вт на 1 м периметра

$$P_{ул} = 250 \times n. \quad (10)$$

где n – кол-во зданий;

p – удельная нагрузка 250 Вт суммарная потребность уличного освещения.

$$P_{ул} = 7 \times 250 = 1750 \text{ Вт,}$$

$$P = 2250 + 1750 = 4 \text{ кВт.}$$

В результате произведен расчет освещения.

2.2 Выбор местоположения трансформаторной подстанции

Площадку для строительства потребительской подстанции рассчитывают и выбирают в соответствии с требованиями НТПС.

Трансформаторные подстанции принимают высоковольтное напряжение от электростанций, вырабатывающих электроэнергию, и преобразуют его в более низкое. Это может быть 380-400 В и три фазы для промышленных потребителей или 110-230 В и одна фаза для бытовых потребителей, офисных центров, небольших магазинов и пр. Поскольку трансформаторная будка или трансформаторная подстанция представляет собой источник повышенной опасности, разработаны четкие нормы и правила по ее размещению, в зависимости от входящей мощности и места

расположения. Игнорирование нормативных документов влечет штрафы и дорогостоящие работы по переносу ТП в другое место.

КТП и ТП состоят из больших трансформаторов с первичной и вторичной обмоткой, между которыми возникает электромагнитное поле. За счет этого происходит понижение напряжения. Для охлаждения обмотки используется система с циркулирующим маслом. Из негативных факторов выделяют: [3]

- электромагнитное излучение;
- повышенный шум и вибрацию;
- риск воспламенения ТП и переход пламени на соседние здания;
- повышенную температуру.

Частое и близкое нахождение человека в зоне действия электромагнитного поля влечет серьезный ущерб здоровью. Среди прочего это вызывает: [3]

- гормональные сбои;
- расстройства нервной системы;
- снижение иммунитета;
- рак крови;
- сердечно-сосудистые заболевания.

Воздействие ЭМП накапливается в организме, что проявляется в быстрой утомляемости, раздражительности, нарушении сна, снижении памяти. Некоторые жалуются на ухудшение концентрации внимания и половые расстройства.

Повышенный гул и вибрация от трансформаторных подстанций утомляют окружающих и могут даже разрушать основание и несущие стены близкостоящих легких строений. Повышенная температура и риск взрыва масла представляют серьезную угрозу для жилых и промышленных зданий.

Регламентирующими документами, определяющими правила размещения трансформаторных подстанций, выступают нормы ПУЭ [11]. В нормах ПУЭ указания по установке содержатся в Разделах 1.7, 4.1-4.3 и 7.1-

7.4. В них описываются правила размещения распределительных устройств с напряжением до 1 кВ и свыше 1 кВ, общие меры защиты окружающих строений и обслуживающего персонала [11].

В 7 [11] разделе подробно расписаны правила размещения трансформаторных подстанций в жилых и административных помещениях, предприятиях, спортивных сооружениях. Главы 3 и 4 7-го [11] раздела отдельно посвящены установке ТП во взрывоопасных и пожароопасных зонах.

Согласно действующим нормам, размещать трансформаторные подстанции в непосредственной близости к зданиям, где постоянно пребывают люди можно строго на определенном расстоянии. Во многом это зависит от мощности КТП, от чего формируется сила электромагнитного излучения.

Если подстанция имеет мощность трансформаторов 40 МВА, действуют такие правила по расстоянию [11]:

- до поликлиник, детских садов и спальных корпусов - минимум 300 м;
- до школ, кинотеатров, студенческих общежитий, гостиниц, институтов и лицеев - минимум 250 м;
- до общественных площадок отдыха, парков, скверов, спортивных площадок - минимум 150 м;
- до коммунальных предприятий, магазинов, ресторанов и пр. - минимум 50 м.

Если мощность распределительной понижающей трансформаторной будки невысокая (6-20 кВ), допустимо расстояние 10-12 м до стен жилого дома.

Для удобства эксплуатации желательно иметь минимальное число типоразмеров трансформаторов.

Записываем расчётную нагрузку, номера и координаты X и Y в таблицу 3 и через специальное вычисление в excel мы находим центр нагрузок который мы можем увидеть на рисунке 1.

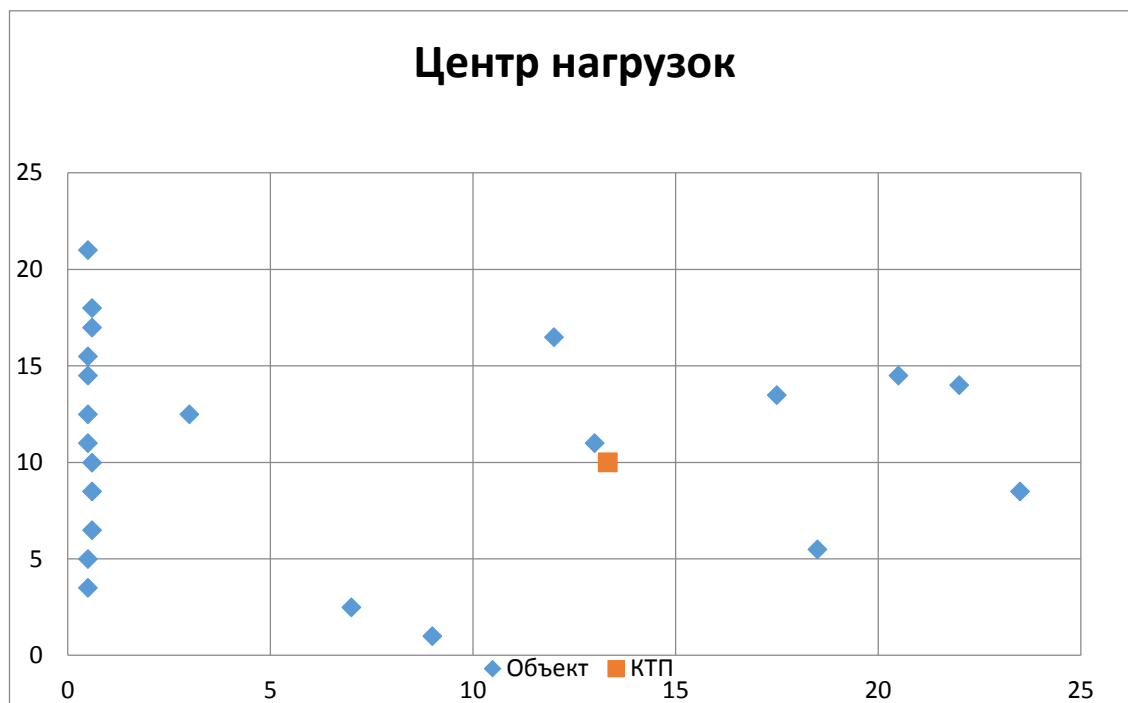


Рисунок 1 – Графоаналитические определения центра нагрузок

Таблица 3 – Расчет результатов центра нагрузки

Номер эл. нагрузки по плану	Расчетная нагрузка	Координата X	Координата Y	Расчет X	Расчет Y
1	1,8	0,5	3,5	0,9	6,3
2	1,8	0,5	5	0,9	9
3	1,8	0,6	6,5	1,08	11,7
4	1,8	0,6	8,5	1,08	15,3
5	1,8	0,6	10	1,08	18
6	1,8	0,5	11	0,9	19,8
7	1,8	0,5	12,5	0,9	22,5
8	1,8	3	12,5	5,4	22,5
9	1,8	0,5	14,5	0,9	26,1
10	1,8	0,5	15,5	0,9	27,9

Продолжение таблицы 3

Номер эл. нагрузки по плану	Расчетная нагрузка	Координата X	Координата Y	Расчет X	Расчет Y
11	1,8	0,6	17	1,08	30,6
12	1,8	0,6	18	1,08	32,4
13	1,8	0,5	21	0,9	37,8
14	1,8	7	2,50	12,6	4,5
15	2,0	12	16,5	24	33
16	22,0	17,5	13,5	385	297
17	22,0	22	14	484	308
18	5,0	20,5	14,5	102,5	72,5
19	5,0	23,5	8,5	117,5	42,5
20	5,0	13	11	65	55
21	7,0	18,5	5,5	129,5	38,5
22	22,0	9	1	198	22
Сумма нагрузок	115,20	-	-	1535,2	1152,9
Координата ТП	-	13,32639	10,0078	-	-

Вывод: расчетной центр нагрузки $X_{ТП}=13$, $Y_{ТП}=10$ переносим из-за того, что он попал на частную территорию с координатами $X_{ТП}=12,5$ $Y_{ТП}=9,5$

2.3 Анализ и выбор схемы электроснабжения

2.3.1 Выбор трас и конструкций ВЛ (КЛ) – 0.4 кВ

При выполнении проекта ВЛ следует руководствоваться ПУЭ [11,1].

При проектировании должны быть учтены следующие основные требования:

- надежность электроснабжения;
- надлежащее качество электроэнергии, передаваемой потребителям;
- механическая прочность всех элементов линии;
- безопасность для людей и животных;
- удобство эксплуатации;
- минимум затрат при сооружении и эксплуатации.

Стандарт определяет технические требования к созданию воздушных линий электропередачи классов напряжений от 0,4 до 20 кВ, сооружаемые с использованием неизолированных, изолированных самонесущих,

защищенных проводов и силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и распространяется на воздушные линии электропередачи классов напряжений от 0,4 до 20 кВ, выполняемые неизолированными проводами, самонесущими изолированными проводами, проводами с защитной изолирующей оболочкой и силовыми кабелями, кроме требований, специально оговоренных в настоящем стандарте. [9]

Низковольтные линии для снабжения сельских потребителей исполняют на напряжение 400/230 В с глухозаземленной нейтралью. Магистральные линии исполняют пятипроводными: три фазных провода, один нулевой и один фонарный. Провода располагаются в следующем порядке: сверху фазные, далее фонарный и ниже нулевой. На ВЛ применяем железобетонные опоры.

Трассу ВЛ 400/230 В нужно проложить по обеим сторонам улицы. Вести трассу по одной улице с устройством ответвлений от ВЛ к отдельно стоящим постройкам с пересечением проезжей части улицы допускается при подобающем обосновании с выполнением нормативного размера проводов 6 м. По условиям механической прочности на ВЛ нужно применять провода площадью сечения и диаметром не менее: алюминиевые 25 мм², сталеалюминевые и биметаллические 10, стальные многопроволочные 25 мм². В соответствии с РУМ8-76 при проектировании ВЛ 400/230 В рекомендуется применять провода А16...А120, а в районах с толщиной стенки гололеда 22 мм и более – АН16, АЕ25, АП35, АП50, А70...А120.

Расстояние между проводами на опоре и в пролете, когда наибольшая стрела провеса до 1,2 м, должно быть не менее 40 см при толщине стенки гололеда 10 мм и менее 60 см при толщине стенки гололеда 15 мм и более. Если максимальная стрела провеса больше 1,2 м, то указанные выше расстояния должны быть увеличены в $f_{max}/1,2$ раза. Расстояние от проводов при наибольшей стреле провеса до земли и проезжей части улиц должно быть не менее 6м, а при пересечении непроезжей части улиц ответвления от

ВЛ к вводам – не менее 3,5 м. Длина вводного пролета не должна превышать 25 м. [16]

Пересечение ВЛ с линией радиотрансляционной сети (РС) может быть выполнено как в пролете, так и на общей опоре, а с линией связи и сигнализации (ЛС) – только в пролете пересечения, причем провода ВЛ должны располагаться над проводами РС и ЛС. Расстояние по вертикали от проводов ВЛ до проводов или подвесных кабелей ЛС и РС в пролетах пересечения при максимальной стреле провеса должно быть не менее 1,25 м, а при пересечении на общей опоре с проводами РС – не менее 1,5 м. [10]

В пролете пересечения ВЛ с линиями РС и ЛС площадь поперечного сечения проводов ВЛ должна быть не менее: алюминиевых – 35 мм², сталеалюминиевых – 16, стальных - 25 мм². Если линия РС или ЛС выполнена неизолированными проводами, то сталеалюминиевые провода ВЛ должны иметь сечения 25 мм³

Управление светильниками наружного освещения должно быть централизованным (автоматическим или ручным). Для отдельных удаленных светильников можно устанавливать индивидуальные выключатели.

Для крепления проводов ВЛ применяют фарфоровые или стеклянные изоляторы, стальные крюки типа КН и штыри типа С и Д.

2.3.2 Составление расчетных схем ВЛ-0,4 кВ

На расчетную схему наносятся: потребители с указанием их номера на плане, дневного и вечернего максимумов нагрузки. Линии номеруются, указываются расчетные точки и длины расчетных участков рисунок 2, рисунок 3, рисунок 4 [15].

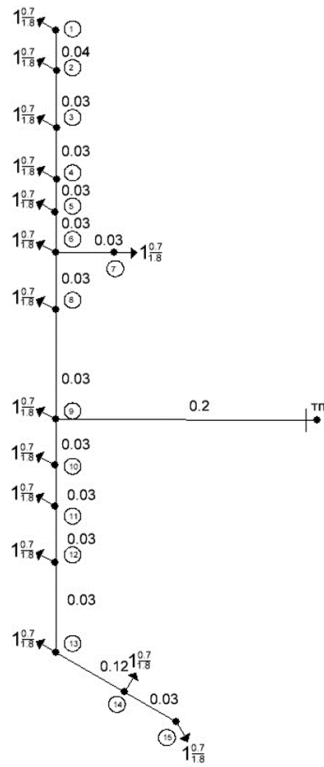


Рисунок 2 – Потребители с дневным и вечерним максимумом нагрузок линия 1

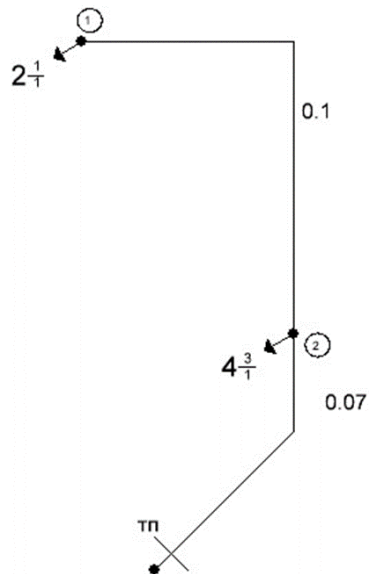


Рисунок 3 – Потребители с дневным и вечерним максимумом нагрузок линия 2

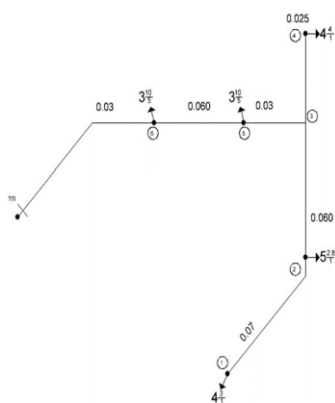


Рисунок 4 – Потребители с дневным и вечерним максимумом нагрузок линия 3

Расчетные схемы составляются в соответствии с выборами трассами линии.

2.4 Подсчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

Подсчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ производится путем суммирования расчетных нагрузок на вводах потребителя. Суммирование нагрузок, для учета одновременности работы, производим табличным методом. Производим расчет нагрузок на линии 3 рисунок 5.

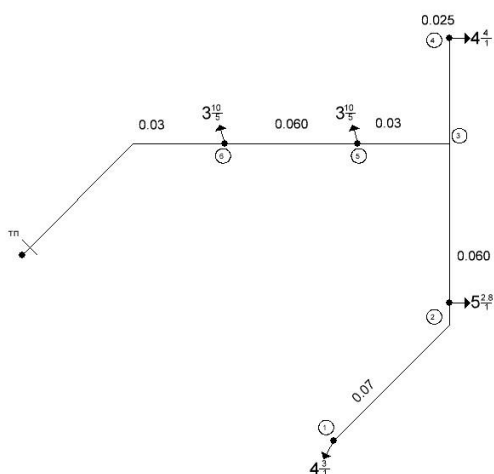


Рисунок 5 – Потребители с дневным и вечерним максимумом нагрузок линия 3

Участок 1-2

$$P_{\text{д}}=P_4=3 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}}=P_4=1 \text{ кВт}.$$

Участок 3-4

$$P_{\text{д}}=\Delta P+P_{1-2}=1.8+3=4.8 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}}=\Delta P+P_{1-2}=0.6+1=1.6 \text{ кВт}.$$

Участок 4-3

$$P_{\text{д}}=P_4=4 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}}=P_4=1 \text{ кВт}.$$

Участок 5-3

$$P_{\text{д}}=\Delta P_{4-3}+P_{3-2}=1.8+4.8=6.6 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}}=\Delta P_{4-3}+P_{3-2}=0.6+1.6=2.2 \text{ кВт}.$$

Участок 6-5

$$P_{\text{д}}=\Delta P_{5-3}+P_3=10+3.9=13.9 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}}=\Delta P_{5-3}+P_3=5+1.2=6.2 \text{ кВт}.$$

Участок тп-6

$$P_{\text{д}}=\Delta P_3+P_{6-5}=6+13.9=19.9 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}}=\Delta P_3+P_{6-5}=3+6.2 \text{ кВт}.$$

Результаты записываем в таблицу 4.

Таблица 4 – Подсчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

Наименование участка	Активная нагрузка		Коэффициент мощности		Полная нагрузка	
	Рд кВт	Рв кВт	cos φд	cos φв	Sд кВа	Sв кВа
Линия 1						
1-2	0,7	1.8	0.90	0.93	0.8	1.9
2-3	1.1	3	0.90	0.93	1.2	3.2
3-4	1.5	4.2	0.90	0.93	1.6	4.5
4-5	1.9	5.4	0.90	0.93	2.1	5.8
5-6	2.3	6.6	0.90	0.93	2.5	7
6-7	0.7	1.8	0.90	0.93	0.8	1.9
6-8	3.4	9.0	0.90	0.93	3.7	9.6
8-9	3.5	10.2	0.90	0.93	3.8	10.9
14-15	10	5	0.90	0.93	11.1	5.3
13-14	10.4	6.2	0.90	0.93	11.5	6.6
12-13	10.8	7.4	0.90	0.93	12	7.9
11-12	11.2	8.6	0.90	0.93	12.4	9.2
10-11	11.6	9.8	0.90	0.93	12.8	10.5
10-9	12	11	0.90	0.93	13.3	11.8
9-ТП	15.9	22.4	0.90	0.93	17.6	24
линия 2						
1-2	1	1	0.70	0.75	1.4	1.3
ТП-2	3.6	1.6	0.70	0.75	5.1	2.1
Линия 3						
1-2	3	1	0.70	0.75	4.2	1.3
3-2	4.8	1.6	0.70	0.75	6.8	2.1
4-3	3	1	0.70	0.75	4.2	1.3
5-3	6.6	2.2	0.70	0.75	9.4	3
6-5	13.9	6.2	0.70	0.75	19.8	8.4
ТП-6	19.9	9.2	0.70	0.75	28.4	12.6

Произведен расчет нагрузок по подстанциям.

2.5 Расчет и выбор мощности трансформатора

Оптимальная схема электроснабжения зависит от технически аргументированного подбора мощности трансформатора, воздействующего на ремонтные затраты и окупаемость за 6–10 лет. [2]

Однотрансформаторные подстанции применяются в двух случаях [7]:

- для потребителей III категории электроснабжения.
- для потребителей, имеющие резервное электроснабжение с помощью АВР (автоматического включения резерва) с другого источника питания.

Перерыв питания субъектов III категории не больше одних суток. Для возобновления питания схемы необходимо резерв оборудования нужного для ликвидации аварии [10].

Количество трансформаторов понижающих подстанций находим исходя из предписаний по обеспечению нужной степени эффективности электроснабжения потребителей. Так как на объекте представлены потребители III категории, мы принимаем к расчету один трансформатор.

Мощность трансформаторов выбираем по расчетной мощности на шинах низшего напряжения с учетом перегрузочной способности

Расчетная нагрузка трансформатора

$$S'_{mp,d} = S_{max,d} + \sum \Delta S_{i,d} , \quad (11)$$

$$S'_{TP,B} = S_{max,B} + \sum \Delta S_{i,B} + S_{осв} . \quad (12)$$

где S_{max} - максимальная нагрузка одной отходящих линий 0,4кВА;

$\sum \Delta S_i$ - сумма нагрузок остальных линий, с учетом таблицы добавок;

$S_{осв}$ - нагрузка уличного освещения.

Расчетная мощность трансформатора определяем по наиболее загруженному максимуму, с учетом развития объекта

$$S_{mp} = S'_{mp} \times K_n. \quad (13)$$

где K_n - коэффициент перспективы развития и равен 1,3.

По расчетной мощности из таблиц экономических интервалов выбираем трансформатор.

Параметры трансформаторов принимаем согласно

Линия №1

$$S_d = 17.6 \text{ кВА},$$

$$S_B = 24 \text{ кВА}.$$

Линия №2

$$S_d = 5.1 \text{ кВА},$$

$$S_B = 2.1 \text{ кВА}.$$

Линия №3

$$S_d = 28.4 \text{ кВА},$$

$$S_B = 12.6 \text{ кВА}.$$

Освещение

$$S_{осв} = 4 \text{ кВА},$$

$$S_d = S_{d1} + S_2 + S_3 + S_{осв}, \quad (14)$$

$$S_B = S_{B1} + \Delta S_2 + \Delta S_3 + S_{OCB}, \quad (15)$$

$$S_d = 28.4 + 11.2 + 3.0 + 4 = 46.6 \text{ кВА},$$

$$S_B = 24 + 1.2 + 7.9 + 4 = 37.1 \text{ кВА}.$$

Рассчитываем мощность трансформатора

$$S_{Tr} = 1,3 \times 46,6 = 60 \text{ кВА}.$$

По таблицам из принимаем

$$S_{Tr} = 63 \text{ кВА}.$$

Выписываем технические данные трансформатора ТМ 63 и записываем таблицу 5.

Таблица 5 – Технические данные трансформатора ТМ -63 [17]

Сочетание напряжений, кВ		Сумма и группа соединений обмоток	Потери, Вт			Напр. короткого замыкания, %	Сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 0,4 кВ, Ом	
			Холостого хода		Короткого замыкания		Прямой последовательности	При однофазном КЗ
ВН	НН		Уровень А	Уровень Б				
6;10	0,4	Y/Y _n	240	265	1280	4,5	0,115	1,237

Выводы по разделу 2.

В результате выполнения раздела, осуществлен анализ исходных данных с приведением основных технических характеристик реконструкции системы электроснабжения ул. Ленина с. Александровка.

Выбор местоположения трансформаторной подстанции был найден центр нагрузок и безопасное место нахождения, узнали нормы строительства трансформаторных подстанций и какие будут последствия при несоблюдении их.

Анализ и выбор схемы электроснабжения включал в себя выбор трасс и конструкций ВЛ (КЛ) – 0.4 кВ, мы узнали нормы строительства линий и какие они бывают, составление расчетных схем. Были выбраны типы и сечения проводов ВЛ, а также составлены наглядные схемы.

Был проведен подсчет электрических нагрузок на каждой линии и на каждом участке, все данные были занесены в таблицу 5.

На заключительном этапе мы вычислили мощность трансформатора, в ходе анализа был выбран трансформатор ТМ 63.

3 Расчет и выбор компонентов ВЛ-0.4 кВ

3.1. Расчет допустимых потерь напряжения

Отклонения напряжения у потребителей ГОСТ 32144-2013 не должно превосходить $\pm 10\%$.

Для определения допустимых потерь напряжения в электроснабжении составляем таблицу 6, в которых учитывают изменения напряжения в каждом звене электрической сети от центра питания до контрольных точек сети. В качестве контрольных точек принимаем удаленный и ближайший электроприемник.

Расчет ведем для 100% и 25% нагрузки.

Принимаем отклонения напряжения на источнике питания согласно обследования:

$$\delta U_{100} = +10\%,$$

$$\delta U_{25} = 0\%.$$

Потери напряжения в трансформаторе $\Delta U = -4\%$

Потери напряжения внутренней проводки $\Delta U = -2\%$

Рассчитываем допустимую потери напряжения в линиях

$$\Delta U_{\text{л}} = (\delta U_{\text{ш}} + \delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{вн}}) - (\delta U_{\text{пот}}) = (10 + 5 - 4 - 2.5) - (-10) = 18.5\%.$$

Распределяем потери напряжения между линиями 10 кВ и 0,4 кВ

$$\Delta U_{10} = 10\%,$$

$$\Delta U_{0,4} = 8.5\%.$$

Таблица 6 – Отклонение напряжения

Элементы системы	Отклонение напряжения	
	100%	25%
Шины 10 кВ	+10	0
ВЛ 10 кВ	-10	-2.5
Трансформатор:		
Добавка	+5	+5
Потери	-4	-1
ВЛ-0,4 кВ	-8.5	0
Внутренняя электропроводка	-2.5	0
Потребитель	-10	+1.5

Принимаем к расчету допустимую потери напряжения в линиях 0,4 кВ-8.5%.

3.2 Расчет и выбор проводов методом экономических интервалов

Методы выбора сечений проводов многочисленны и различны для линий электропередачи разных классов напряжений и типа исполнения. Они изменяются со временем в связи с усовершенствованием самих линий и появлением новых требований потребителей к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии. Ранее существовали методы выбора проводов: по допустимой потере напряжения, на минимум расхода металла, но в них не учитывались требования надежности электроснабжения, и не оговаривалось минимально возможное сечение проводов для применения в разных типах линий. Так, на воздушных линиях напряжением 0,38 и 10 кВ выбирались алюминиевые провода малых сечений, которые в дальнейшем при эксплуатации являлись причиной аварий.

Марки и площадь сечения проводов выбираем по таблицам интервалов экономических нагрузок, после определения параметров проектируемой линии, оптимального числа, климатического расположению по ветру и по гололеду.

Определяем расчетные нагрузки участка S_d , S_b .

Рассчитываем эквивалентную мощность участков линий наиболее загруженного максимума

$$S_{\text{экв}} = K_{\text{дин}} \times S_{\text{д(в)}}. \quad (16)$$

где $K_{\text{дин}}$ - коэффициент динамики развития нагрузок 0,7

$S_{\text{д(в)}}$ - нагрузка участка в наиболее загруженном режиме дневного или вечернего.

По таблице экономических интервалов, выбираем сечения и марки основных проводов.

Для нашей климатической зоны по механической стойкости провода сечений не менее А 25.

Рассчитываем потери напряжения на расчетных участках.

$$\Delta U_{\% \text{д}} = S_{\text{д}} \cdot \Delta U_{\text{уд}} \times 10^{-3}, \quad (17)$$

$$\Delta U_{\% \text{в}} = S_{\text{в}} \cdot \Delta U_{\text{уд}} \times 10^{-3}. \quad (18)$$

где l - длина участка в километрах

$\Delta U_{\text{уд}}$ - удельная потеря напряжения ВЛ-0,4, %.

Рассчитываем общую потерю напряжения в линии и сравниваем с допустимой.

$$\Delta U_{\text{рас}} \leq \Delta U_{\text{доп}},$$

$$\Delta U_{\text{доп}\%} = 8,5\%.$$

Записываем полученные результаты расчетов в таблицу 7, таблицу 8, таблицу 9.

Таблица 7– Расчет и выбор проводов методом экономических интервалов линии 1

Номер участка	Расчетная нагрузка кВА		Эквивалентная мощность, кВА $S_{ЭКВ}$	Коэффициент мощности		Длина, км	Марка сечения	Потеря на участке, %		От начала линии, %	
	S_d	S_B		$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_B$			ΔU_d	ΔU_B	ΔU_d	ΔU_B
-	S_d	S_B	-	$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_B$	км	-	ΔU_d	ΔU_B	ΔU_d	ΔU_B
1-2	0,8	1,9	1,33	0,90	0,93	0,04	3А-25+1А-25+А25	0,03	0,06	3,23	4,94
2-3	1,2	3,2	2,24	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,03	0,08	3,2	4,88
3-4	1,6	4,5	3,15	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,04	0,11	3,17	4,8
4-5	2,1	5,8	4,06	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,05	0,14	3,13	4,69
5-6	2,5	7	4,90	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,06	0,17	3,08	4,55
6-7	0,8	1,9	1,33	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,02	0,05	3,02	4,38
6-8	3,7	9,6	6,72	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,09	0,23	3	4,33
8-9	3,8	10,9	7,63	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,09	0,26	2,91	4,1
14-15	11,1	5,3	3,71	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,27	0,13	5,45	5,64
13-14	11,5	6,6	4,62	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,28	0,16	5,18	5,51
12-13	12	7,9	5,53	0,90	0,93	0,12	3А-25+1А-25+А25	1,15	0,76	4,9	5,35
11-12	12,4	9,2	6,44	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,30	0,22	3,75	4,59
10-11	12,8	10,5	7,35	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,31	0,25	3,45	4,37
10-9	13,3	11,8	8,26	0,90	0,93	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,32	0,28	3,14	4,12
9-тп	17,6	24	16,80	0,90	0,93	0,2	3А-25+1А-25+А25	2,82	3,84	2,82	3,84

Таблица 8 – Расчет и выбор проводов методом экономических интервалов линии 2

Номер участка	Расчетная нагрузка, кВА		Эквивалентная мощность, кВА $S_{эв}$	Коэффициент мощности		Длина, км	Марка сечения	Потеря на участке, %		От начала Линии, %	
	S_d	S_v		$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_v$			ΔU_d	ΔU_v	ΔU_d	ΔU_v
Линия 2											
1-2	1,4	1,3	0,98	0,70	0,75	0,1	3А-25+1А-25+А25	0,10	0,09	0,35	0,19
тп-2	5,1	2,1	3,57	0,70	0,75	0,07	3А-25+1А-25+А25	0,25	0,10	0,25	0,10

Таблица 9 – Расчет и выбор проводов методом экономических интервалов линии 3

Номер участка	Расчетная нагрузка, кВА		Эквивалентная мощность, кВА $S_{эв}$	Коэффициент мощности		Длина, км	Марка сечения	Потеря на участке, %		От начала Линии, %	
	S_d	S_v		$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_v$			ΔU_d	ΔU_v	ΔU_d	ΔU_v
Линия 3											
1-2	4,2	1,3	2,94	0,70	0,75	0,07	3А-25+1А-25+А25	0,21	0,06	2,13	0,82
3-2	6,8	2,1	4,76	0,70	0,75	0,060	3А-25+1А-25+А25	0,29	0,09	1,92	0,76
4-3	4,2	1,3	2,94	0,70	0,75	0,025	3А-25+1А-25+А25	0,07	0,02	1,7	0,74
5-3	9,4	3	6,58	0,70	0,75	0,03	3А-25+1А-25+А25	0,20	0,06	1,63	0,67
6-5	19,8	8,4	13,86	0,70	0,75	0,060	3А-35+1А-35+А35	0,83	0,35	1,43	0,61
тп-6	28,4	12,6	19,88	0,70	0,75	0,03	3А-35+1А-35+А35	0,60	0,26	0,60	0,26

На отходящих линиях рекомендуется не более двух смен сечений проводов.

3.3 Расчет и выбор защиты ВЛ-0,4 кВ

Автоматы определяются по номинальному и максимальному току. Из-за нагрузок электроприемников, а также при однофазных и межфазных коротких замыканий, электроприемники, и участки сети защищаются защитными аппаратами: плавкими предохранителями, автоматическими выключателями и магнитными пускателями. Для выбора приборов защиты нужно знать ток в линии, тип и количество фаз. [4]

Комплектные трансформаторные подстанции транспортируются к месту установки узлами и блоками, подразделяющиеся из шкафов с встроенными в них аппаратами защиты и автоматики, поэтому выбор этих автоматов не производится, а определяются токи расцепителей. [5]

Автоматы выбираются согласно условиям

$$U_{н.а} \geq U_c, \text{ В,}$$

$$I_{н.а} \geq I_{н.р}, \text{ А.}$$

где $I_{н.а}$ - номинальный ток автомата, А;

$I_{н.р}$ - номинальный ток расцепителя, А;

$U_{н.а}$ - номинальное напряжение автомата, В;

U_c - напряжение сети, В.

В сетях с заземленной нейтралью (0,4 кВ) чувствительность предохранителей определяется при однофазных металлических коротких замыканий между фазным и нулевым, заземленным проводом:

$$I_{вс} \leq I(1)_{кз/3}. \quad (19)$$

При коротких замыканиях между фазным кабелем и землей через огромные промежуточные сопротивления (сухая земля, сухой снег, деревья и т.д.) вероятны отказы предохранителей.

Следует иметь в виду, что при однофазных коротких замыканиях время перегорания накладки может быть чрезвычайно огромным.

Равно, для предохранителей ПН2 время горения вставки при трехкратном токе короткого замыкания будет порядка 15...20 с.

- Рассчитываем максимальный ток на головном участке линии 1 в вечерний максимум нагрузки:

$$I_{p.max} = \frac{S_{д(в)}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (20)$$

$$I_{p.max} = \frac{24}{1,73 \times 0,38} = 36,5 \text{ А.}$$

- Рассчитываем ток теплового расцепителя

$$I_{н.р} \geq K_{н.т.} \times I_{p.max}, \quad (21)$$

$$I_{н.р} \geq 1,25 \times 36,5 = 45,6 \text{ А.}$$

По справочной таблице выбираем автоматический выключатель серии ВА 51Г с номинальным током теплового расцепителя $I_{н.р}=50\text{А}$, и уставкой тока электромагнитного расцепителя $10 T_n = 500\text{А}$.

Выбранный автоматический выключатель проверяют на чувствительность срабатывания при однофазном к.з., для этого рассчитываем ток однофазного к.з. в линии:

Для трансформатора ТМ-63 $Z_{тр} = 1,237\text{Ом}$,

Для провода 3А-25+1А-25+А25

$r_{\phi} = 1,165\text{ Ом/км}$, $r_0 = 1,165\text{ Ом/км}$,

$X_{оп} = 0,6\text{ Ом/км}$,

длина линии составляет

$$L = 0,47 \text{ км}$$

Сопротивление петли фаза-ноль:

$$Z_{\text{пл}} = L * \sqrt{(r_{\phi} + r_0)^2 + X_{0\text{пл}}^2}, \quad (22)$$

$$Z_{\text{пл}} = 0,47 * \sqrt{(1,165 + 1,165)^2 + 0,6^2} = 1,09 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление петли фаза-ноль до самой удаленной точки

$$Z_{\text{п}} = 1,09 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного короткого замыкания в линии:

$$I_{\text{кз}}^1 = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{ТП}}}{3} + Z_{\text{п}}}, \quad (23)$$

$$I_{\text{кз}}^1 = \frac{230}{\frac{1,237}{3} + 1,09} = 511,7 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$I_{\text{кз}}^1 / I_{\text{н.р}} = 511,7 / 50 = 10,2 \geq 3.$$

Защита обеспечивает требуемую ПУЭ чувствительность [11].

Результаты расчетов заносим в сводную таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты расчета и выбор защиты ВЛ-0,4 кВ

Номер линии	Максимальный рабочий ток линии, А	Тип автоматического выключателя	Номинальный ток теплового расцепителя, А	Уставка тока электромагнитного расцепителя, А	Величина однофазного тока короткого замыкания, А	Коэффициент чувствительности
Линия - 1	36,5	ВА51Г-31	50	700	511,7	10,2
Линия – 2	7,75	ВА51Г-25	10	250	1394,5	139,45
Линия - 3	43,3	ВА51Г-	63	882	9960,7	158,1

Выбран автоматический выключатель типа ВА-51.

3.4. Проверка электрической сети 0,4 кВ на возможность пуска асинхронных, короткозамкнутых двигателей

Проверяем возможность пуска двигателя, АИР13284У3 привода токарного станка который получает питание от подстанции с трансформатором ТМ 63 кВА, по воздушной линии длиной 0,47 м, выполнены проводом 3А-25+1А-25+А25 .

Напряжение на шинах щита

$$U_{ш} = 0,95 U_{н}.$$

Данные трансформатора ТМ – 63 кВА

$$S_{н} = 63 \text{ кВА},$$

$$U_{к.3\%} = 4,5 \%,$$

$$\Delta P_{м.н} = 1,28 \text{ кВт},$$

$$Z_{тр} = 0,115 \text{ Ом},$$

$$U_{н} = 400 \text{ В}.$$

Момент сопротивления механизма – $M_{см} = 0,3 \text{ МН}$
АИР13284У3:

$$P_H = 7,5 \text{ кВт},$$

$$I_H = 15,4 \text{ А},$$

$$K_i = 7,5,$$

$$\cos\phi = 0,86,$$

$$m_{II} = 1,9.$$

Расчет

Определяем сопротивление линии.

$$r_{л} = r_0 \cdot L, \quad (24)$$

$$r_{л} = 1,165 \times 0,47 = 0,54 \text{ Ом},$$

$$X_{л} = X_0 \times L, \quad (25)$$

$$X_{л} = 0,35 \times 0,47 = 0,16 \text{ Ом}.$$

Определяем сопротивление трансформатора

$$R_T = \frac{\Delta P_{м.н} \times U_H^2}{S_{н.т}^2}, \quad (26)$$

$$R_T = 0,051 \text{ Ом}.$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}, \quad (27)$$

$$X_T = \sqrt{0,115^2 - 0,051^2} = 0,10 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии и трансформатора:

$$R_{вн} = r_{л} + r_T, \quad (28)$$

$$R_{вн} = 0,54 + 0,051 = 0,591 \text{ Ом},$$

$$X_{BH} = X_L + X_T, \quad (29)$$

$$X_{BH} = 0,16 + 0,10 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Проверяем возможность пуска наиболее мощного двигателя АИР13284У3

Коэффициент мощности этого двигателя при пуске:

$$\cos\varphi_{\Pi} = \frac{2 \cos\varphi_{H} \times m_{\Pi}}{K_i}, \quad (30)$$

$$\cos\varphi_{\Pi} = \frac{2 \cdot 0,86 \times 1,9}{7,5} = 0,43.$$

Потеря напряжения в электрической сети при пуске электродвигателя в относительных единицах:

$$\Delta U_{\Pi} = \frac{\sqrt{3} \times (r_{BH} \times \cos\varphi_{\Pi} + X_{BH} \times \sin\varphi_{\Pi}) \times I_H \times K_i}{U_H}, \quad (31)$$

$$\Delta U_{\Pi} = \frac{\sqrt{3} \times (0,591 \times 0,43 + 0,26 \times 0,9) \times 15,4 \times 7,5}{400} = 0,24.$$

Напряжение на зажимах двигателя при пуске с учетом снижения напряжения при пуске:

$$U_{x\Pi} = \frac{U_{шx}}{(1 + \Delta U_{\Pi})}, \quad (32)$$

$$U_{x\Pi} = \frac{0,95}{(1 + 0,18)} = 0,76.$$

Кратность пускового момента двигателя с учетом снижения напряжения при пуске:

$$m'_n = U_{ХП}^2 \times m_n, \quad (33)$$

$$m'_n = 0,80^2 \times 1,9 = 1,1.$$

Условие возможности пуска двигателя:

$$1 > n_{\text{зап}} \times M_{\text{с.мех}}/M_n, \quad (34)$$

$$1 > 1,25 \times 0,3/1,2 = 0,3.$$

Условие пуска $1 > 0,3$ выполняется.

3.5 Расчет заземляющего устройства трансформатора подстанции 10/0,4 кВ

Согласно на ТП 10/0, 4 кВ предполагается одно общее заземляющее устройство. Оно служит для защитного заземления открытых проводящих частей электрооборудования в РУ 10 кВ, присоединенного к сети с изолированной нейтралью, и глухого заземления нейтралей силовых трансформаторов ТП на стороне НН (0, 4 кВ). Последнее необходимо для работы цеховой сети в режиме с глухозаземленной нейтралью и выполнения защитного зануления [11].

Расчитать заземляющее устройство (ЗУ) ТП – это значит:

- установить допустимое сопротивление ЗУ (R_z);
- определить расчетное сопротивление грунта (ρ_p);
- выбрать электроды заземлителя, рассчитать их сопротивление и количество, предварительно разместить на плане;
- уточнить окончательное число вертикальных электродов и их размещение на плане.

Расчет заземляющего устройства ТП 10(6)/0,4 кВ проводится в следующем порядке.

Трансформаторная подстанция расположена в третьей климатической зоне. От подстанции отходят три воздушных линии 380/220В, на которых в соответствии с ПУЭ намечено выполнить 13 повторных заземлений нулевого провода [11]

Удельное сопротивление грунта, измеренной при нормальной влажности.

$$\rho_{\text{изм}} = 210 \text{ Ом м.}$$

Заземляющий контур в виде прямоугольного четырехугольника выполняют путем заложения в грунт вертикальных стальных стержней длиной $L = 5\text{ м}$ и диаметром $d = 14\text{ мм}$, соединенных между собой стальной полосой $50 \times 4\text{ мм}$.

Глубина заложения стержней и полосы связи – $l_0 = 0,8\text{ м}$.

Определяем расчетное сопротивление грунта для стержневых заземлений

$$\rho_{\text{расч}} = \rho_{\text{изм}} \times k_1 \times k_c. \quad (35)$$

где k_1 – коэффициент учитывающий состояние грунта при измерении;

k_c – коэффициент сезонности для электродов,

$$\rho_{\text{расч}} = \rho_{\text{изм}} \times k_1 \times k_c, \quad (36)$$

$$\rho_{\text{расч}} = 210 \times 1,1 \times 1,15 = 265,65 \text{ Ом/м.}$$

Сопротивление вертикального заземления из круглой стали

$$R_B = \frac{0,366 \times \rho_{\text{расч}}}{L} \left[\lg \left(\frac{k \times L}{d} \right) + \lg \left(\frac{4h_{cp} + L}{4h_{cp} - L} \right) \right]. \quad (37)$$

где $\rho_{\text{расч}}$ – расчетное сопротивление грунта, Ом·м;

k – числовой коэффициент вертикального заземлителя $k = 2$ для круглого стержня и труб, $k = 2.1$ – для уголка;

L – длина вертикального стержня, м; d – диаметр стержня, м;

h_{cp} – расстояние от поверхности земли до середины стержня, м.

$$R_B = \frac{0,366 \times 265,65}{5} \left[\lg \left(\frac{2 \times 5}{0,014} \right) + \lg \left(\frac{4 \times 3,3 + 5}{4 \times 3,3 - 5} \right) \right] = 62,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление повторного заземления $R_{п.з}$ не должно превышать 30 Ом, при $\rho_{рас} \geq 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и ниже. При $\rho_{рас} > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ допускают принимать:

$$R'_{пз} = \frac{30 \times \rho_{расч}}{100}, \quad (38)$$
$$R'_{пз} = \frac{30 \times 265,65}{100} = 79,6 \text{ Ом.}$$

Для повторного заземления принимаем один стержень длиной 3 м. и диаметром 12мм.

Сопротивление первого вертикального заземление должно быть не менее допустимого $R'_{пз}$.

Проверяем условия:

$$R_B < R'_{п.з},$$
$$62,2 < 79,6 \text{ Ом.}$$

Если условия не выполняются, то нужно изменить параметры вертикального заземлителя (увеличить длину или диаметр прутка)

Общее сопротивление всех восьми повторных заземлений отходящих линий. При выполнении повторного заземления опор таким же вертикальным заземлением $R'_{п.з} = R_B$, тогда:

$$r_{п.з} = \frac{R_{п}}{n} = \frac{R_B}{n_{п.з}}, \quad (39)$$

$$r_{п.з} = \frac{62,2}{13} = 4,78 \text{ Ом.}$$

В соответствии с ПУЭ п.1.7.104 [11] сопротивление заземляющего устройства при присоединении к нему электрооборудования напряжении до и выше 1000 В не должно быть более 10 Ом. Принимаем для расчета $r_{иск}=10$ Ом. [11]

Определяем теоретическое число вертикальных стержней:

$$n_{\Gamma} = R_{В} / r_{иск}, \quad (40)$$

$$n_{\Gamma} = 62,2 / 10 = 6,2.$$

Принимаем 7 стержней и располагаем их в грунте на расстоянии 5 м один от другого.

Длина полосы связи

$$L_{\Gamma} = a \times n_{\Gamma}, \quad (41)$$

$$L_{\Gamma} = 7 \times 5 = 35 \text{ м.}$$

Определяем расчетное сопротивление грунта для горизонтального заземлителя:

$$P_{расч.г} = P_{изм} \times k1 \times kc, \quad (42)$$

$$P_{расч.г} = 210 \times 1.6 \times 2.0 = 672 \text{ Ом} \times \text{м.}$$

Определяем сопротивление горизонтальной полосы связи:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \times P_{расч.г} \times \lg \left[\frac{2 \times L_{\Gamma}^2}{d \times h} \right]}{L_{\Gamma}}, \quad (43)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \times 672 \times \lg \left[\frac{2 \times 35^2}{0,04 \times 0,8} \right]}{35} = 34,3 \text{ Ом.}$$

При $n_T=7$ и $a/L=5/5=1$ определяем коэффициенты экранирования стержневых заземлителей $n_T=0,6$ и полосы связи $n_B=0,5$

Определяем действительное число стержней:

$$n = 62,2 \times \frac{0,5}{0,6} \times \left[\frac{1}{10 \times 0,5} - \frac{1}{34,3} \right] = 8,8 = 9 \text{ шт.}$$

Принимаем для монтажа

$$n_d = 9 \text{ шт.}$$

Проводим проверочный расчет. Действительное сопротивление искусственного заземления:

$$r_{\text{иск}} = \frac{R_B \times R_T}{R_T \times n \times n_B + R_B \times n_T} \quad (44)$$

$$r_{\text{иск}} = \frac{62,2 \times 4,78}{34,3 \times 9 \times 0,6 + 62,2 \times 0,5} = 9,6 \text{ Ом} < 10 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземляющего устройства с учетом повторных заземлений нулевого провода:

$$r_{\text{расч}} = \frac{r_{\text{иск}} \times r_{\text{п.з}}}{r_{\text{иск}} + r_{\text{п.з}}} \quad (45)$$

$$r_{\text{расч}} = \frac{9,8 \times 4,78}{9,8 + 4,78} = 3,21 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

Данный расчет соответствует требованиям ПУЭ.

3.6 Система учета электроэнергии в с. Александровка

В с. Александровка установим для учета электроэнергии в жилых домах и на ТП систему АИИСКУЭ «Меркурий- Энергоучет». Как выглядит схема учета в селе видно на рисунке б.

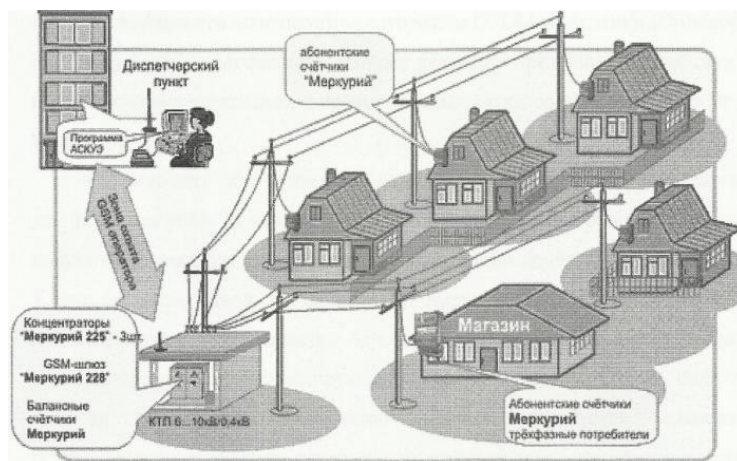


Рисунок 6 – Схема учета электроэнергии в с. Александровка

Перечень оборудования в системе учета электроэнергии с. Александровка:

- для каждой ТП на диспетчерский пункт устанавливаем по одному GSM – модему – всего 3 GSC - модемов типа «Меркурий 228»;
- для 3 ТП устанавливаем 9 концентраторов типа «Меркурий 225.1» - по одному на фазу;
- 3 балансовых трехфазных приборов учета трансформаторного включения для каждой ТП типа «Меркурий 230 ART-03 (M)CLN»;
- по количеству жилых домов с. Александровка
- 14 однофазных приборов учета типа «Меркурий 200.04»;
- 8 трехфазных приборов учета типа «Меркурий 230 ART-02 MCL»;
- 3 трехфазных приборов учета для уличного освещения типа «Меркурий 230 AR-02 MCL».

Прибор учета вместе с вводным автоматом устанавливается в шкаф уличного исполнения со степенью защиты IP-54. Размещение аппаратуры в шкафу показано на рисунке 7.

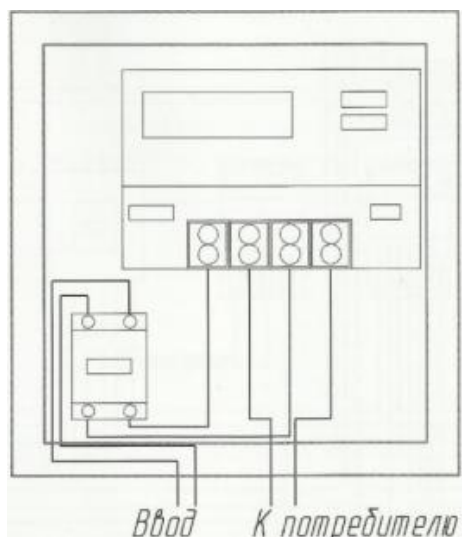


Рисунок 7 - Расположение аппаратуры внутри ЩУ

Как монтируется оборудование в КТП на примере системы учета РУ 0,4 кВ представлено на рисунке 8.

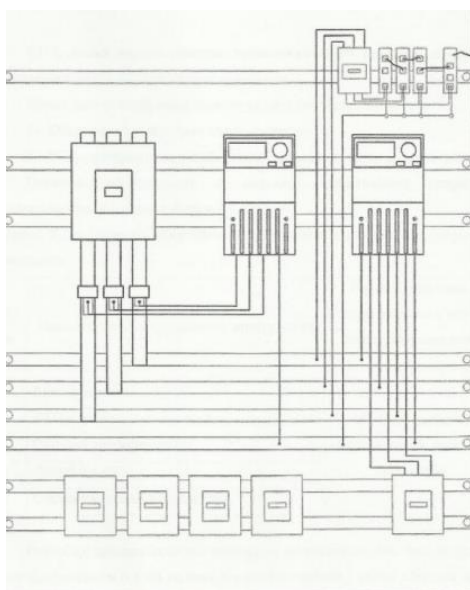


Рисунок 8 - Пример монтажа системы учета РУ-0,4 кВ КТП [16]

Выводы по разделу 3.

В разделе проведено расчет и выбор компонентов ВЛ-0.4 кВ.

Отклонения напряжения у потребителей ГОСТ 32144-2013 не должно превосходить $\pm 10\%$, в нашем расчете мы рассчитали допустимую потерю напряжения в линии 0,4 кВ-8.5% соответствует норме.

Марки и площадь сечения проводов выбрали по таблицам интервалов экономических нагрузок записали в таблицу 6.

Рассчитали и выбрали автоматы расцепителя записали в таблицу 7.

Проверили возможность пуска двигателя, АИР13284У3 привода токарного станка, который получает питание от подстанции с трансформатором ТМ 63 кВА по воздушной линии длиной 0,47 м, выполненный проводом 3А-25+1А-25+А25, по данному расчету условие пуска выполняется.

Было рассчитано заземляющее устройство трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ данный расчет соответствует требованиям ПУЭ [11].

В заключительном этапе мы определили какие системы учета электроэнергии будем использовать.

4 Технико-экономическая часть

В технико-экономическом расчете определяем количество материалов и оборудования для строительства линии электропередачи. Составляем спецификацию таблица 11, но основное оборудование и материалы для проектируемой ЛЭП (включает ВЛ-0,4кВ и ТП).

Таблица 11 – Спецификация на основное оборудование

Наименование, тип и кратка техническая характеристика	Ед. измерения	Количество
КТП – 63 – 10/0,4	шт	1
Контур заземления: вертикальный стержень d = 14мм L=5 м	м	45
горизонтальная полоса	м	35
Опоры железобетонные:	шт	44
концевая КАа-2	шт	9
угловые анкерные УАа-2	шт	8
промежуточные ППа-2	шт	27
Провод, км	км	10
А-35	км	0,09
А-25	км	1,075
Изоляторы ТФ – 16	шт	220
Траверсы с крюками КН – 16	шт	15
Светильники наружного освещение	шт	15

На основе «Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи» рассчитывают укрупненные показатели стоимости, которые учитывают следующие затраты: строительно-монтажные работы по установке опор, подвеске провода (в том числе на переходах через препятствия), устройству переходов, устройству ответвлений, устройству заземления

Приблизительная стоимость проекта составляет

$$C = \sum(C_{\text{вл}} + C_{\text{ТП}}). \quad (45)$$

где $C_{\text{вл}}$ -укрупненный показатель стоимости ВЛ-0,4 кВ, табл.1;

$C_{\text{ТП}}$ - укрупненный показатель стоимости трансформаторных подстанций табл. 2.

ВЛ 0,4 кВ

$$A- 25= 995000 \times 1,075 = 1\,069\,625 \text{ руб.},$$

$$A- 35= 1\,080\,000 \times 0,09 = 97\,200 \text{ руб.}$$

Трансформаторная подстанция – 63 кВА, открытый 10/0,4 кВ.

Стоимость – 400 000 руб.

$$C = \Sigma(1\,069\,625 + 97\,200 + 400\,000) = 1\,566\,825 \text{ руб.}$$

Выводы по разделу 4.

В технико-экономическом расчете определяем количество материалов и оборудования для строительства линии электропередачи. Составляем спецификацию, но основное оборудование и материалы для проектируемой ЛЭП (включает ВЛ-0,4кВ и ТП) стоимость реализации данного проекта составляет 1566825 рублей.

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работе осуществлена разработка проекта электроснабжения улицы Ленина села Александровка.

Для реализации указанной основной цели работы, в работе проведено решение основных поставленных задач:

Мы узнали, где находится объект проектирования и об особенностях местного климата.

Рассчитаны электрические нагрузки на вводах в помещениях и полученные данные занесены в таблицу, также рассчитаны нагрузки по воздушным линиям.

Рассчитан центр нагрузок и определены координаты местоположения подстанции.

Рассчитана мощность трансформатора и выбрана подстанция мощностью 63 кВА.

Составлена таблица отклонения напряжения, определены допустимые потери в линиях и надбавки трансформатора.

Проверены сечения проводов на потери напряжения в линиях. Отклонения напряжения у потребителей ГОСТ 32144-2013 не должно превосходить $\pm 10\%$, в нашем расчете мы рассчитали допустимую потери напряжения в линий 0,4 кВ-8.5% соответствует норме.

Проверена линия на возможность запуска самого мощного двигателя АИР13284У3 привода токарного станка, который получает питание от подстанции с трансформатором ТМ 63 кВА, по воздушной линии длиной 0,47 м, выполненный проводом 3А-25+1А-25+А25, по данному расчету условие пуска выполняется.

Рассчитаны токи короткого замыкания для проверки автоматов на чувствительность срабатывания, устройство заземляющего контура.

Подготовлен чертеж плана электроснабжения и расчетную схему, развел линии электропередач к нагрузкам, однолинейная схема и план разрез трансформатора ТМ 63

Намечены места установки опор. Было рассчитано заземляющее устройство трансформаторной подстанции 10/0,4кв данный расчет соответствует требованиям ПУЭ, рассчитано количество светильников наружного освещения. [11]

Новая система учета электроэнергии позволит исключить безучётное потребление электроэнергии, одновременно снимать показания с ПУ потребителей, вести постоянный мониторинг полезного отпуска электроэнергии.

Рассмотрен вопрос экономической эффективности выполненной работы, определяем количество материалов и оборудования для строительства линии электропередачи, произведен технико-экономический расчет схемы электроснабжения. Приведенные затраты на реализацию системы электроснабжения улицы Ленина села Александровка составляют 1566825 рублей.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]: URL: <https://clck.ru/34Vjz3> (дата обращения 11.03.2023).
2. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
3. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. М.: Колос, 2016. 184 с.
4. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001): (серия 17, норматив. док. по надзору в электроэнергетике). М.: ОАО «Научнотехнический центр по безопасности в промышленности», 2016. 208 с.
5. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2017. 224 с.
6. Научно-исследовательский институт атомных реакторов. [Электронный ресурс]: URL: <https://clck.ru/34VjM4> (дата обращения 18.02.2023).
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. – 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2018. 608 с.
8. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.
9. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2017. 168 с.

11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). М.: Альвис, 2018. 632 с.
12. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2019. 448 с.
13. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 464 с.
14. Солнечные панели для больниц: опыт Ульяновска. [Электронный ресурс]: URL: <https://clck.ru/34VjJ4> (дата обращения 18.02.2023).
15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.
16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]: URL <https://clck.ru/34Vkbh> (дата обращения 14.05.2023)
17. Трансформаторы серии ТМ-63-10(6)/0,4 В. [Электронный ресурс]: URL: <https://clck.ru/DJYKD> (дата обращения 15.04.2023).
18. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». [Электронный ресурс]: URL: <https://clck.ru/NES5u> (дата обращения 23.04.2023).
19. Электроэнергетика России. [Электронный ресурс]: URL: <https://clck.ru/34VjAQ> (дата обращения 07.02.2023).
20. Энергетика Ульяновской области. [Электронный ресурс]: URL: <https://clck.ru/34UZZXe> (дата обращения 23.01.2023).