

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Лысьвенский филиал федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Факультет: Профессионального образования

Направление: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника. Автоматизированный электропривод и робототехнические комплексы

Профиль: Автоматизированный электропривод и робототехнические комплексы

Кафедра: Общенаучных дисциплин

Доцент с и.о. зав кафедрой ОНД

_____ К.В. Кондратьева

« 19 » июня 2026 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему:

«Проектирование системы электроснабжения комплексной
застройки в микрорайоне "Травянка" г. Лысьва»

Студент: _____ Н.Р. Чабин
(подпись, дата)

Группа: АЭП-21-1-б03

Состав ВКР:

1. Пояснительная записка на _____ стр.
2. Графическая часть на _____ листах.
3. Электронный носитель с материалами ВКР.

Руководитель: _____ к.ф.-м.н., доцент Н.М. Кулмурзаев
(подпись, дата)

Проверено
на наличие

заимствования: _____ канд. экон. наук, доцент, К.В. Кондратьева
(подпись, дата)

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначения и сокращения	4
ВВЕДЕНИЕ	5
Раздел 1. Описание объекта и постановка задачи проектирования	6
1.1 Географическая и климатическая характеристика местности.....	6
1.2 Краткая характеристика сооружений микрорайона	7
1.3 Требования, предъявляемые к схемам городских сетей	9
1.4 Требования по учету электроэнергии, РЗА.	10
1.5 Перечень требований по заземлению (занулению)	12
1.6 Требования к наружному освещению	14
Раздел 2. Выбор схемотехнических решений объекта проектирования .	16
2.1 Обоснование и выбор схемотехнических решений объекта проектирования.....	16
2.2 Определение расчётных нагрузок групп энергопринимающих устройств.....	18
2.3 Выбор электрооборудования первичных цепей.....	46
2.4 Разработка плана размещения оборудования.....	61
2.5 Разработка плана электрических сетей	61
Раздел 3. Расчёт и анализ аварийных режимов электропотребления	63
3.1 Обоснование и выбор точек и вида тока короткого замыкания.....	63
3.2 Расчёт токов короткого замыкания в выбранных точках	63
3.3 Проверка электрооборудования и проводников по условиям аварийных режимов электропотребления.....	69
Раздел 4. Выбор средств релейной защиты и противоаварийной автоматики.....	75
4.1 Обоснование и выбор средств релейной защиты и противоаварийной автоматики.....	75
4.2 Расчет уставок средств релейной защиты и противоаварийной автоматики.....	75
4.3 Учет электрической энергии	79

4.4 Проектные решения по автоматизации и диспетчеризации объекта.	79
Раздел 5. Безопасность жизнедеятельности.....	82
Раздел 6. Техничко-экономическое обоснование проекта.....	89
6.1 Расчет капиталовложений	89
6.2 Расчет эксплуатационных затрат	90
6.3 Расчет себестоимости распределения электроэнергии	96
6.4 Расчет срока окупаемости проекта	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчетные электрические нагрузки жилых зданий.	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Результаты расчета сечения жил кабелей в распределительных сетях до 1 кВ.....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ В Схема размещения электрооборудования.....	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Г План электрических сетей.....	104
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Спецификация однолинейной схемы микрорайона.	105
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Спецификация принципиальной схемы освещения.	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	110

Обозначения и сокращения

ПС – подстанция

ТП – трансформаторная подстанция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КТПВ - комплектная трансформаторная подстанция внутренней установки

БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция

ЦЭН - центр электрических нагрузок

РУ – распределительное устройство

ВРУ- Вводно-распределительное устройство

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

РУВН - распределительное устройство высокого напряжения

РУНН - распределительное устройство низкого напряжения

ЭП – электроплита

ПУЭ – Правила устройства электроустановок

ЦП- центр питания

РЗА - релейная защита и автоматика.

АВР - автоматический ввод резерва

ВЛ – воздушная линия

КЛ – кабельная линия

КСО – камера сборная одностороннего обслуживания

ЩО - щит одностороннего обслуживания

ТТ – трансформатор тока

КЗ - короткое замыкание

ТО – токовые отсечки

МТЗ – максимальная токовая защита

БТН – бросок тока намагничивания

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие городов и микрорайонов невозможно представить без надежной и эффективной системы электроснабжения. Электроснабжение является одной из ключевых составляющих инфраструктуры, обеспечивающей комфорт, безопасность и устойчивое развитие населенных пунктов. Особенно важна организация электроснабжения в условиях комплексной застройки, где сосредоточены жилые, общественные и промышленные объекты, а также инфраструктурные системы, такие как транспорт и коммунальные службы.

Развитие городской среды требует учета множества факторов: экономической эффективности, надежности работы системы, электробезопасности, качества электроэнергии и экологической безопасности. При этом необходимо учитывать особенности конкретного района: состав потребителей, режимы работы, требования к электроснабжению, а также градостроительные и архитектурные ограничения.

Тема данной работы актуальна в связи с постоянным ростом объемов строительства жилых и общественных зданий, а также развитием инфраструктуры в микрорайоне «Травянка» г. Лысьва. Правильное проектирование системы электроснабжения обеспечивает не только безопасность и комфорт жителей, но и способствует эффективной эксплуатации и развитию микрорайона в будущем.

Целью работы является разработка проекта системы электроснабжения для комплекса застройки микрорайона «Травянка», учитывающего все особенности и требования современного градостроительства. Для достижения этой цели предстоит решить ряд задач, включающих анализ нормативной базы, разработку схемы электроснабжения, расчет параметров системы, а также проектирование мероприятий по обеспечению надежности и качества электроснабжения.

Раздел 1. Описание объекта и постановка задачи проектирования

1.1 Географическая и климатическая характеристика местности

Объектом проектирования является электрические сети для снабжения комплексной застройки микрорайона «Травянка», расположенного в городе Лысьва. Микрорайон расположен территории площадью 50 гектаров, в Южной части города.



Рисунок 1.1.1– План застройки микрорайона

Климат города умеренно-континентальный; среднегодовая влажность воздуха – 75%. Средняя температура зимой -12°C , летом $+21^{\circ}\text{C}$ среднее годовое количество осадков – 638 мм; средняя годовая температура $+3,9^{\circ}\text{C}$. Является II районом по ветровому давлению и III по гололеду.

1.2 Краткая характеристика сооружений микрорайона

Для проектирования электрических сетей микрорайона выбрана типовая схема застройки, которая представлена на рисунке 2

Все жилые дома четырехэтажные, оборудованы электроплитами для приготовления пищи. В составе района также имеются общественные здания.

Исходные данные по типам здания представлены в таблице 1.1 и таблице 1.2.

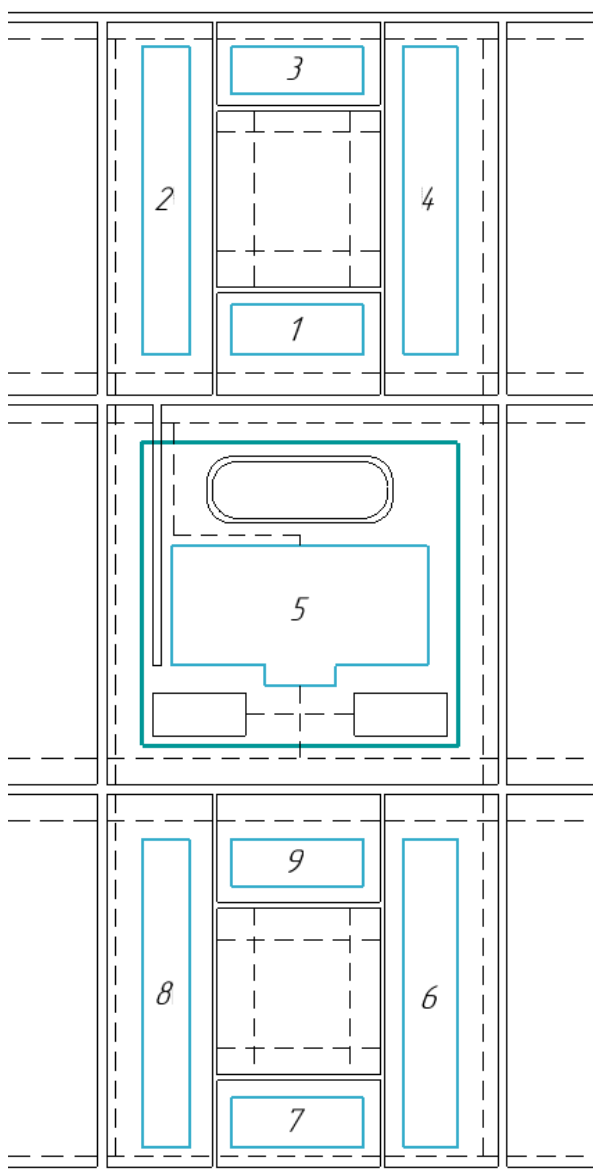


Рисунок 1.2.1 - План проектируемого участка микрорайона «Травянка»

Таблица 1.1 - Характеристика жилых зданий.

№ поз.	Наименование	Количество			Тип плит	Категория ЭП по надежности электроснабжения
		подъездов $n_{под.}$	Этажей $n_{эт.}$	квартир $n_{кв.}$		
1	Жилой дом	2	4	40	ЭП	II
2	Жилой дом	3	4	120	ЭП	II
3	Жилой дом	2	4	40	ЭП	II
4	Жилой дом	3	4	120	ЭП	II
6	Жилой дом	3	4	120	ЭП	II
7	Жилой дом	2	4	40	ЭП	II
8	Жилой дом	3	4	120	ЭП	II

Таблица 1.2 - Характеристика общественных зданий микрорайона.

№поз .	Общественные здания	Единица измерения количественного показателя.	Количественный показатель, M	Категория ЭП по надежности электроснабжения
5	Общеобразовательная школа	учащиеся	850	II
9	Продовольственный магазин «Монетка» (с кондиционированием воздуха)	м ² торг. зала	400	II
	Парикмахерская	рабочих мест	16	II
	Аптека	м ² торг. зала	90	II
	Прачечная	кг/смену	530	II

1.3 Требования, предъявляемые к схемам городских сетей

Согласно [5] к схемам городских электрических сетей предъявляют и общие требования, как к элементу энергосистемы, и специфические. К общим требованиям относятся следующие:

1) Обеспечение требуемой ПУЭ надежности электроснабжения в зависимости от категории электроприемников. Требуемый уровень надежности должен обеспечиваться на всем пути от источника питания до ввода к потребителю;

2) Обеспечение потребителей качественной электроэнергией в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013;

3) Экономическая целесообразность сооружения и эксплуатации электрической сети, соответствующая минимизации дисконтированных затрат (капиталовложений, издержек эксплуатации и издержек на возмещение потерь электроэнергии) за расчетный период при выполнении первого и второго требований;

4) Оперативная гибкость схемы сети, т.е. ее приспособленность к различным режимам работы: нормальным, аварийным, послеаварийным и ремонтным;

5) Возможность развития как отдельных участков электрической сети, так и всей сети в целом по мере роста электрических нагрузок потребителей без ее коренного переустройства;

6) Обеспечение требований электробезопасности как для обслуживающего персонала, так и для людей и животных

7) Эстетичность и экологичность сетевых сооружений, т.е. должны учитываться архитектурно-градостроительные и санитарно-гигиенические требования, в результате выполнения которых сетевые сооружения вписываются в архитектурный облик города;

8) Минимизация количества используемого электрооборудования;

9) Обеспечение возможности применения унифицированного, компактного и комплексного электрооборудования;

10) Возможность построения релейной защиты и автоматики, надежно локализирующих поврежденные элементы без участия оперативного персонала

1.4 Требования по учету электроэнергии, РЗА

Общие требования по учету электроэнергии, согласно ПУЭ:

1) Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества энергии:

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на собственные и хозяйственные (раздельно) нужды электростанций и подстанций;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанции непосредственно к потребителям;
- переданной в другие энергосистемы или полученной от них;
- отпущенной потребителям из электрической сети.

Учет активной электроэнергии должен обеспечивать возможность:

- определения поступления электроэнергии в электрические сети разных классов напряжений энергосистемы;
- составления балансов электроэнергии для хозрасчетных подразделений энергосистемы;
- контроля за соблюдением потребителями заданных им режимов потребления и баланса электроэнергии.

2) Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, только в том случае, если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

Основные требования к релейной защите [4]:

1) Селективность

Селективность или иначе избирательность характеризует способность релейной защиты отключать только поврежденный элемент с помощью

ближайших к месту повреждения выключателей.

Селективность бывает двух видов: абсолютная и относительная.

Защита с абсолютной селективностью реагирует на короткие замыкания только в зоне ее действия, и не будет срабатывать при внешних коротких замыканиях. Эта особенность позволяет выполнять защиту без выдержки времени. К защитам с абсолютной селективностью относятся дифференциальные защиты линий, трансформаторов, шин и других элементов.

Защита с относительной селективностью реагирует как на короткие замыкания в зоне защищаемого элемента, так и в зоне смежных элементов сети (зона резервирования). В связи с этим, для согласованного действия защит смежных элементов в защитах таких типов используют выдержки времени. Таким образом, защита с относительной селективностью работает медленнее защиты с абсолютной селективностью, однако способна резервировать защиты смежных элементов сети и действовать в случае их отказа. К защитам с относительной селективностью относятся максимальная токовая защита, дистанционная, и другие ступенчатые защиты.

2) Чувствительность

Чувствительность релейной защиты заключается в её способности надежно действовать в различных режимах работы энергосистемы, при повреждении в любом месте защищаемого участка. Например, в минимальном режиме работы, при коротком замыкании в конце зоны резервирования.

Чувствительность защиты характеризуется коэффициентом чувствительности, который для разных видов защит имеет различные значения, указанные в действующей редакции Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

3) Быстродействие

Быстродействие защиты обеспечивает минимизацию повреждений электрооборудования и снижение риска для жизни людей, и животных. Время действия устройств РЗА должно быть минимальным насколько это возможно. Продолжительное протекание токов короткого замыкания в сети приводит к следующим последствиям:

- нарушение устойчивости работы энергосистемы;
- разрушение поврежденного элемента;
- нарушение технологического процесса;
- несчастные случаи.

Время ликвидации короткого замыкания ($t_{к.з}$) или, иными словами, быстродействие защиты складывается из времени срабатывания защиты ($t_{с.з}$) и времени отключения выключателя (t_Q):

$$t_{к.з} = t_{с.з} + t_Q$$

Принято считать, что устройство защиты является быстродействующим, если время его срабатывания не превышает 0,2 с. При этом, время отключения выключателя обычно не превышать 0,1 с.

4) Надежность

Надежность определяет способность устройства релейной защиты функционировать с минимальным количеством отказов и ложных срабатываний, которые могут привести к усугублению аварий, в том числе развитию аварий системного характера.

Надежность устройства РЗА закладывается в процессе его разработки и производства и обеспечивается в дальнейшем при правильной наладке и эксплуатации.

1.5 Перечень требований по заземлению (занулению)

Требования по защитному заземлению (занулению), согласно ГОСТ 12.1.030-81:

1) Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим - частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

2) Защитное заземление следует выполнять преднамеренным электрическим соединением металлических частей электроустановок с "землей" или ее эквивалентом.

3) Зануление следует выполнять электрическим соединением металлических частей электроустановок с заземленной точкой источника питания электроэнергией при помощи нулевого защитного проводника.

4) Защитному заземлению или занулению подлежат металлические части электроустановок, доступные для прикосновения человека и не имеющие других видов защиты, обеспечивающих электробезопасность.

5) Защитное заземление или зануление электроустановок следует выполнять: при номинальном напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока - во всех случаях; при номинальном напряжении от 42 В до 380 В переменного тока и от 110 В до 440 В постоянного тока при работах в условиях с повышенной опасностью и особо опасных.

6) В качестве заземляющих устройств электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители. При использовании железобетонных фундаментов промышленных зданий и сооружений в качестве естественных заземлителей и обеспечении допустимых напряжений прикосновения не требуется сооружение искусственных заземлителей, прокладка выравнивающих полос снаружи зданий и выполнение магистральных проводников заземления внутри здания. Металлические и железобетонные конструкции при использовании их в качестве заземляющих устройств должны образовывать непрерывную электрическую цепь по металлу, а в железобетонных конструкциях должны предусматриваться закладные детали для присоединения электрического и технологического оборудования.

7) Допустимые напряжения прикосновения и сопротивления заземляющих устройств должны быть обеспечены в любое время года.

8) Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок одного или различных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок.

9) В качестве заземляющих и нулевых защитных проводников следует использовать специально предназначенные для этой цели проводники, а также

металлические строительные, производственные и электромонтажные конструкции. В качестве нулевых защитных проводников в первую очередь должны использоваться нулевые рабочие проводники. Для переносных однофазных приемников электрической энергии, светильников при вводе в них открытых незащищенных проводов, приемников электрической энергии постоянного тока указанной нормы в качестве заземляющих и нулевых защитных проводников следует использовать только предназначенные для этой цели проводники.

10) Материал, конструкция и размеры заземлителей, заземляющих и нулевых защитных проводников должны обеспечивать устойчивость к механическим, химическим и термическим воздействиям на весь период эксплуатации.

11) Для выравнивания потенциалов металлические строительные и производственные конструкции должны быть присоединены к сети заземления или зануления. При этом естественные контакты в сочленениях являются достаточными.

1.6 Требования к наружному освещению

Согласно СП 323.1325800.2017 выделяют основные требования к наружному освещению:

1) Наружное освещение (НО) должно не только обеспечивать нормируемые условия освещения, но и быть энергосберегающим. Проектируемая осветительная установка утилитарного наружного освещения должна обеспечивать: - яркость и освещенность дорожного покрытия не менее нормируемых СП 52.13330.2016, с учетом коэффициента эксплуатации, для выполнения зрительных задач в течении периода эксплуатации установки;

- относительную удельную установленную мощность осветительной установки, не превышающую нормируемую СП 52.13330.2016 в целях обеспечения энергосбережения;

- качественные показатели освещения – равномерность распределения

освещенности и яркости, ограничение слепящего действия осветительной установки по пороговому приращению яркости TI, соответствующие СП 52.13330.2016.

2) При разработке проектов наружного освещения следует выбирать источники света и осветительные приборы, с наибольшими световой отдачей и сроком службы при равной мощности.

3) Применение для освещения ламп накаливания общего назначения мощностью 100 Вт и более запрещено законодательно согласно Федеральному закону от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ.

4) Требования к источникам света, в том числе применяемым для наружного утилитарного освещения, изложены в Федеральном законе от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ. Так в утилитарном наружном освещении минимально допустимые значения световой отдачи источников света должны быть не менее:

- 50 лм/Вт – при использовании натриевых ламп высокого давления;
- 30 лм/Вт – при использовании дуговых люминесцентных ламп;
- 60 лм/Вт – при использовании светодиодов или светодиодных ламп.

5) При разработке проектов освещения рекомендуется проводить расчеты проектных решений для выбора варианта, обеспечивающего наибольшую энергетическую эффективность и экономичность.

Вывод по главе 1: проведенный анализ позволяет сформировать обоснованные технические решения и выбрать оптимальные расчеты для проектирования надежной, экономичной и безопасной электросистемы, которая сможет эффективно обеспечить электроснабжение будущей застройки микрорайона «Травянка» г. Лысьва и обеспечить его дальнейшее развитие.

Раздел 2. Выбор схемотехнических решений объекта проектирования

2.1 Обоснование и выбор схемотехнических решений объекта проектирования

Выбор схемы электроснабжения микрорайона зависит от ряда факторов, таких как планировка микрорайона, количество зданий и жилых помещений, расположение трансформаторных подстанций и линий электропередач, а также будущие потребности в электроэнергии.

В распределительных сетях 6 кВ применяются, в основном, два вида схем: двухлучевая и петлевая.

Все потребители проектируемого микрорайона относятся ко второй категории электроприемников, следовательно, должно быть обеспечено два независимых источника питания. Таким образом, на питающих ТП-6/0,4 кВ устанавливается два силовых трансформатора.

Один из наиболее распространенных вариантов схемы электроснабжения жилых микрорайонов – это схема с применением петлевой сети. В этом случае, линии электропередач подводятся к микрорайону из разных направлений, а затем соединяются в петли, образуя замкнутое кольцо. Каждое здание подключается к кольцу через трансформаторную подстанцию, что обеспечивает надежность и устойчивость системы электроснабжения.

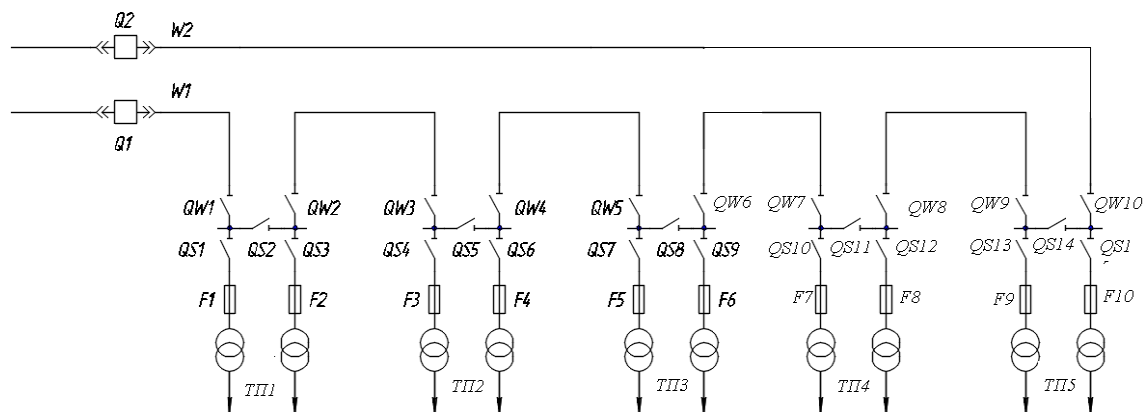


Рисунок 2.1.1 - Петлевая схема электроснабжения

Еще один вариант – это схема с применением двухлучевой сети. В этом случае, два трансформатора подключены к двум независимым линиям (лучам), которые питают микрорайон независимо друг от друга. В случае отказа одного трансформатора или линии, потребители подключаются к другому лучу, обеспечивая непрерывность питания.

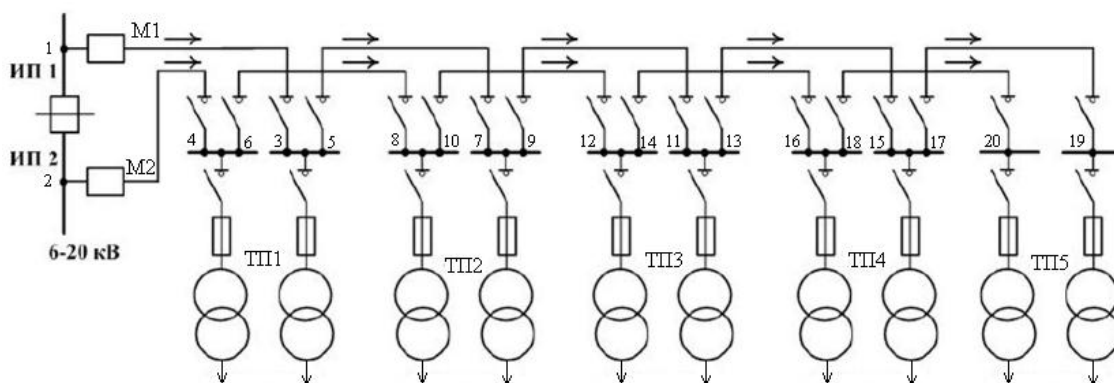


Рисунок 2.1.2 - Двухлучевая схема электроснабжения

Для электроснабжения района будет применена двухлучевая автоматизированная схема электроснабжения с согласными направленными магистралями с рядом преимуществ:

1. Повышенная надежность
 - в случае отказа одного трансформатора или линии (луча), другой обеспечивает питание без прерывания.
 - возможность оперативного или автоматического переключения.
2. Технологическая простота и автоматизация

Обеспечивает максимально возможное бесперебойное питание для объектов 2-й категории.
3. Гибкость и расширяемость
 - возможность дальнейшей модернизации и расширения системы без существенных изменений.
 - удобство обслуживания и локализации аварийных ситуаций.
4. Экономическая оценка. Хотя начальные затраты на двухлучевую

схему выше, повышение надежности оправдывает дополнительные инвестиции, особенно для объектов 2-й категории, где важна бесперебойная работа.

2.2 Определение расчётных нагрузок групп энергопринимающих устройств

2.2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчет нагрузок будет проводиться согласно СП 256.1325800.2016. «Свод правил. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа», введены 02.03.2017 г.

Расчетную нагрузку групповых сетей освещения общедомовых помещений жилых зданий (лестничных клеток, вестибюлей, технических этажей и подполий, подвалов, чердаков, колясочных и т.д.), а также жилых помещений общежитий следует определять по светотехническому расчету с коэффициентом спроса, равным 1.

Расчетную нагрузку определим по методу удельной мощности, который применяется для предварительного определения мощности установленной осветительной установки или для ориентировочной оценки правильности выполненного расчета.

Для разных групп помещений установлены следующие значения максимально допустимой удельной установленной мощности на 1 м² площади пола помещения:

для вестибюлей, лифтовых холлов — 6 Вт/м²;

для лестничных клеток, межквартирных коридоров — 4 Вт/м²;

для техподполий и чердаков — 4 Вт/м².

$$P_{\text{осв}} = p_{\text{уд}} \cdot S_{\text{пом}}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где $p_{\text{уд}}$ — удельная мощность на 1 м²;

$S_{\text{пом}}$ — площадь общедомовых помещений жилых зданий.

Расчетную нагрузку для квартир с повышенной комфортностью следует

определять в соответствии с заданием на проектирование или в соответствии с заявленной мощностью и коэффициентами спроса и одновременности.

Расчетная активная мощность квартир повышенной комфортности $P_{p.кв}$, кВт, определяется по формуле 2:

$$P_{p.кв} = P_3 \cdot k_c, \text{ кВт}, \quad (2)$$

где P_3 – заявленная мощность, равная сумме номинальных мощностей ЭП квартиры;

k_c - коэффициентами спроса для квартир с повышенной комфортностью;

Учитывая, что микрорайон развивается, увеличивается потребляемая мощность. В связи с этим нужно рассмотреть схему электроснабжения микрорайона с перспективой развития на 10 лет.

Расчетная активная мощность всех квартир определяется по формуле 3:

$$P_{p.кв.\Sigma} = k_p \cdot k_o \sum_{i=1}^k P_{p.кв.i} n_i, \quad (3)$$

где $k_p=1,5$ – коэффициент роста нагрузок

k_o - коэффициентами одновременности для квартир с повышенной комфортностью;

n_i – количество квартир с i -й заявленной мощностью, шт.;

$P_{p.кв.\Sigma}$ – суммарная расчетная мощность квартир с i -й заявленной мощностью.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле 4:

$$P_c = P_{p.л.} + P_{ст.у}, \text{ кВт}, \quad (4)$$

где $P_{p.л.}$ – мощность лифтовых установок зданий, кВт;

$P_{ст.у}$ – мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно- технических устройств, кВт.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{ст.у}$ определяется по формуле 5:

$$P_{ст.у} = 0,05 \cdot n_{кв}, \text{ кВт}, \quad (5)$$

где $n_{кв}$ – количество квартир.

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $P_{р.ж.д.}$ определяется по формуле 6:

$$P_{р.ж.д.} = k_{п.к} \cdot P_{р.кв.Σ} + k_y \cdot P_c + k_c \cdot P_{осв}, \text{ кВт}, \quad (6)$$

k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников,

$k_y = 0,9$ согласно СП 256.1325800.2016.

$k_{п.к}$ - поправочный коэффициент для определения расчетной нагрузки жилого дома, принимается по СП 256.1325800.2016

Расчетную реактивную мощность жилого дома Q_p определяем по формуле 7:

$$Q_{р.ж.д.} = k_{п.к} \cdot P_{р.кв.Σ} \cdot \text{tg}\varphi + k_y \cdot (P_{пл} \cdot \text{tg}\varphi + P_{ст.у} \cdot \text{tg}\varphi) + k_c \cdot P_{осв} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ кВар}, \quad (7)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициенты реактивной мощности.

Полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) S_p определяется по формуле 8:

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{P_{р.ж.д.}^2 + Q_{р.ж.д.}^2}, \text{ кВА}, \quad (8)$$

где P_p – расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), кВт;

Q_p – расчетная реактивная мощность жилого дома, квар.

Расчетный ток здания I_p определяется по формуле 9:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}, \text{ А}, \quad (9)$$

где S_p – полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), кВА;

U_H – номинальное напряжение, кВ.

Приведем пример расчета 4-этажного 40-квартирного жилого дома с квартирами повышенной комфортности с электрическими плитами. 16 квартир выполнены на расчетную нагрузку 12 кВт, 8 квартир – на 14,5 кВт, 8 квартир – на 17 кВт, 8 квартир – на 21,5 кВт. Площадь общедомовых помещений - 341,8 м² Данное здание на генплане обозначено номером № 1.

$$P_{\text{осв}} = 341,8 \cdot 4 = 1,36 \text{ кВт}$$

По формуле 2.1 определяем расчетную активную мощность квартиры: квартира с заявленной мощностью 12 кВт:

$$P_{\text{р.кв}} = 12 \cdot 0,8 = 9,6 \text{ кВт}$$

квартира с заявленной мощностью 14,5 кВт:

$$P_{\text{р.кв}} = 14,5 \cdot 0,787 = 11,4 \text{ кВт}$$

квартира с заявленной мощностью 17 кВт:

$$P_{\text{р.кв}} = 17 \cdot 0,725 = 12,3 \text{ кВт}$$

квартира с заявленной мощностью 21,5 кВт:

$$P_{\text{р.кв}} = 21,5 \cdot 0,643 = 13,8 \text{ кВт}$$

Аналогично производим расчет для оставшихся квартир и сводим результат в таблицу 2.1

Определим суммарную расчётную активную мощность квартир жилого дома по формуле 2:

$$P_{\text{р.кв.}\Sigma} = 1,5 \cdot 0,2 \cdot (9,6 \cdot 16 + 11,4 \cdot 8 + 12,3 \cdot 8 + 13,8 \cdot 8) = 136 \text{ кВт}$$

Мощность санитарно-технических устройств определяется по формуле

2.4:

$$P_{\text{ст.у}} = 0,05 \cdot 40 = 2 \text{ кВт.}$$

Расчетную нагрузку силовых электроприемников, приведенную к вводу жилого дома, определяем по формуле 3:

$$P_c = 0 + 2 = 2 \text{ кВт.}$$

Далее по формуле (5) определим активную нагрузку жилого дома:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = 0,91 \cdot 136 + 0,9 \cdot 2 + 1 \cdot 1,36 = 127,8 \text{ кВт.}$$

Реактивную нагрузку силовых электроприемников здания определим по формуле (6):

$$Q_{\text{р.ж.д.}} = 0,91 \cdot 136 \cdot 0,39 + 0,9 (0 + 2 \cdot 0,75) + 1 \cdot 1,36 \cdot 0,32 = 50,7 \text{ кВар.}$$

Полную электрическую нагрузку жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $S_{\text{р.ж.д.}}$, кВА, определим по формуле 7:

$$S_{\text{р.ж.д.}} = \sqrt{127,8^2 + 50,7^2} = 137,5 \text{ кВА}$$

Расчетный ток здания определим по формуле 8:

$$I_p = \frac{137,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 209 \text{ А}$$

Для остальных жилых зданий расчетные электрические нагрузки определяются аналогично, поэтому расчет можно свести в таблицу А.1 Приложение А.

2.2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и учреждений

Расчетные нагрузки на вводе в общественные здания и учреждения определяются по укрупненным удельным нагрузкам. Укрупнено расчетные

нагрузки общественных зданий могут быть получены с помощью метода удельных нагрузок. Для предприятий общественного питания, гостиниц, школ и детских садов удельная нагрузка $P_{уд}$ приводится в расчете на 1 человека, а для магазинов и административных зданий на 1 м² площади.

Определение расчетной нагрузки на вводе в общественное здание покажем на примере общеобразовательной школы. Основные характеристики данного объекта приведены в таблице 1.2.

Активная расчетная нагрузка определяется по формуле, кВт:

$$P_{р.общ.} = P_{уд.общ.} \cdot M, \quad (10)$$

где $P_{уд.общ.}$ - удельная расчетная нагрузка единицы количественного показателя (рабочее место, посадочное место, площадь торгового зала в м² и т.п.), $P_{уд.шк} = 0.25$ кВт/ 1 учащегося;

M - количественный показатель, характеризующий пропускную способность предприятия, объем производства и т.д., $M=850$ учащихся.

Таким образом, активная расчетная нагрузка будет:

$$P_{р.шк} = 1,5 \cdot 0,25 \cdot 850 = 318,75 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная нагрузка на вводе в общественное здание и учреждение определяется по выражению, квар:

$$Q_{р.общ.} = P_{р.общ.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{общ.}, \quad (11)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ -расчетный коэффициент реактивной мощности, $\operatorname{tg} \varphi = 0,328$.

$$Q_{р.шк} = 318,75 \cdot 0,328 = 104,55 \text{ квар}$$

Полная расчетная нагрузка на вводе в общественное здание определяется по формуле:

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

$$S_{p.шк} = \sqrt{318,75^2 + 104,55^2} = 335,45 \text{кВА}$$

Аналогичные расчеты производим для других общественных зданий и учреждений. Результаты расчета представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Расчет электрических нагрузок общественных зданий

№ Поз	Количе- ственный показатель: М	Удельная расчетная нагрузка: Р _{уд.общ.}	Активная расчетная нагрузка: Р _{р.общ.}	Коэф-т ре- актив мощности: tgφ	Реактивная расчетная нагрузка: Q _{р.общ.}	Полная рас- четная нагрузка: S _{р.общ.}
	единиц	кВт/ед	кВт	---	кВАр	кВА
5	850	0,25	320	0,328	104,96	336,7
9	300	0,25	112,5	0,62	69,75	132
	16	1,5	13,5	0,25	8,37	15,9
	90	0,1	36	0,62	9	37
	530	0,075	59,6	0,62	37	70,2

2.2.3 Проектирование системы освещения территории микрорайона

Светотехнический расчет наружного освещения микрорайона

Освещение улиц, дорог и площадей с регулярным транспортным движением в городах следует проектировать исходя из норм средней яркости покрытий, а освещение непроезжих частей территории микрорайона исходя из норм средней горизонтальной освещенности.

Освещение улиц, дорог и площадей территории микрорайонов следует выполнять светильниками, располагаемыми на опорах или тросах.

Питание светильников уличного освещения для различных участков дороги будет осуществляться от различных трансформаторных подстанций.

Для освещения выбираем светодиодные светильники, руководствуясь следующими факторами:

- 1) Увеличение освещенности за счет установки большего числа осветительной аппаратуры без изменения питающей линии;
- 2) Уменьшение сечения кабеля за счет уменьшения нагрузки на питающую линию;

3) Отсутствие необходимости строительства новых энергетических объектов, что приводит к снижению капитальных затрат.

4) Экономия энергии. Светодиодные светильники потребляют меньше энергии, чем традиционные аналоги. Они могут снизить потребление электроэнергии на 50–70%.

5) Долговечность. Средний срок службы уличных светодиодных светильников — не менее 100 000 часов. Это в несколько раз больше, чем у традиционных ламп, которые могут служить всего 1 000–2 000 часов.

Выбираем светодиодные светильники GALAD Виктория LED-90-ШБ1/К50 (5Y) 13821 как оптимальное решение. Ширина проезжей части улиц ≤ 12 м, поэтому с учетом рекомендаций принимаем одностороннюю схему расположения светильников: на опорах с одной стороны проезжей части, консольные светильники на столбы высотой 9 метров [3].

Рассчитаем количество ламп для освещения улиц. В основе расчета лежит поиск расстояния между светильниками. Тогда расстояние между двумя соседними светильниками определим по формуле 13:

$$l_{\text{св}} = \frac{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta_L \cdot N}{\pi \cdot L_{\text{ср}} \cdot k_3 \cdot b}, \text{ м}, \quad (13)$$

где $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток светильника, установленного на опоре, Лм;

η_L – коэффициент использования светового потока;

N – число светильников на одной опоре, шт.;

$L_{\text{ср}}$ – средняя яркость покрытия, кд/м². Рассчитываемая дорога относится к классу В2, для которой яркость покрытия равна 0,3 кд/м²;

k_3 – коэффициент запаса (для светодиодного прибора равен 1,1);

b – ширина освещаемой полосы, м

Определим по формуле 2.13 расстояние между двумя соседними светильниками:

$$l_{\text{св}} = \frac{9000 \cdot 1 \cdot 0,056}{3,14 \cdot 0,3 \cdot 1,1 \cdot 12} = 40 \text{ м}$$

Таким образом, фонари нужно устанавливать каждые 40 метров.

Количество светильников, необходимых для освещения определим по формуле 14:

$$n = \frac{L}{l_{\text{св}}}, \text{ шт}, \quad (14)$$

где L – длина освещаемой поверхности, м;

$l_{\text{св}}$ – шаг светильников, м.

$$n = \frac{1188}{40} = 29,7 \approx 30 \text{ шт}$$

Растёт мощности освещения дворов

Согласно источникам, выбираем нормированные величины, соответствующие характеру освещаемого объекта и необходимые для проектирования освещения больших площадей непроезжих территорий [2]. Выбранные значения сведены в таблице 2.2:

Таблица 2.2 – Нормированные величины освещаемых объектов

Освещаемый объект	Средняя горизонтальная освещенность, $E_{\text{ср}}$, лк	Площадь освещаемого объекта, м^2
Школа	10	6580
Жилой квартал №1	10	1520
Жилой квартал №2	10	1200

Число светильников, используемых при освещении больших площадей непроезжих территорий, определяется по формуле 15:

$$N = \frac{E_{\text{ср}} \cdot S \cdot z \cdot k_3}{\eta_L \cdot \Phi_L}, \text{ шт}, \quad (15)$$

где S – площадь освещаемой территории, м^2 ;

$E_{\text{ср}}$ – показатель средней горизонтальной освещенности, лк;

z – коэффициент неравномерной освещенности, для светодиодных светильников принимаем равным 1,1;

k_z – коэффициент загрязнения, в новом районе принимаем равным 1,1;

$\Phi_{\text{л}}$ – световой поток одного светильника, Лм;

η_L – коэффициент использования светового потока, справочная величина.

Для школы число светильников равно:

$$N = \frac{10 \cdot 6580 \cdot 1,1 \cdot 1,1}{8300 \cdot 0,47} = 20 \text{ шт}$$

Подобным образом можно рассчитать число светильников для остальных освещаемых объектов.

Для освещения входа в подъезды предусматривается установка светильников на стенах домов. Данные светильники будут запитываться от ВРУ дома.

Растёт потребляемой мощности для освещения микрорайона

Расчетная активную мощность осветительных приборов для освещения рассчитывается по формуле 16:

$$P_{\text{р.осв.}} = P_{\text{ном.л.}} \cdot k_c \cdot n \cdot k_{\text{ПРА}}, \text{ кВт}, \quad (16)$$

где k_c – коэффициент спроса для расчёта сети наружного освещения, принимаем равным 1;

$k_{\text{ПРА}}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре, для светодиодных светильников принимаем равным 1,1;

n – количество установленных ламп, шт.;

$P_{\text{ном.л.}}$ – номинальная активная мощность одной лампы, кВт.

Расчетная реактивная мощность осветительных приборов определяется по формуле 17:

$$Q_{\text{р.осв.}} = P_{\text{р}} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ квар}, \quad (17)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент мощности осветительных приборов.

Полная расчетная мощность S , кВА, и расчетный ток I , А, определяются по формулам 18 и 19.

$$S_{\text{р.осв.}} = \sqrt{P_{\text{р.осв.}}^2 + Q_{\text{р.осв.}}^2}, \text{ кВА} \quad (18)$$

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р.осв.}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}, \text{ А} \quad (19)$$

В качестве примера рассчитаем нагрузку освещения улиц. Определим расчетную активную мощность осветительных приборов по формуле 16:

$$P_{\text{р.осв.}} = 1 \cdot 1,1 \cdot 30 \cdot 0,09 = 2,87 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность определяем по формуле 17:

$$Q_{\text{р.осв.}} = 2,87 \cdot 0,32 = 0,94 \text{ кВар}$$

Для светильников, типа GALAD Виктория LED-90-ШБ1/К50 (5Y) 13821
 $\text{tg}\varphi=0,32$

Далее по формулам (18) и (19) определим полную нагрузку здания и его расчетный ток:

$$S_{\text{р.осв.}} = \sqrt{2,87^2 + 0,94^2} = 3 \text{ кВА}$$

Определяем расчетный ток $I_{\text{р}}$:

$$I_{\text{р}} = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 4,6 \text{ А}$$

Аналогичным образом произведем расчет для улиц, территорий микро-района. Полученные данные сведем в таблицу 2.3

Таблица 2.3 – Расчетные электрические нагрузки освещения микрорайона

Освещаемые объекты	Тип светильника	Мощность лампы, Вт	п, шт.	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А
Улица (категория) В2	GALAD Виктория LED-90-ШБ1/К50 (5Y) 13821	90	30	2,87	0,94	3	4,6
Школа	Navigator Group NSF-PW9-70-5K-W-LED 95241	70	20	1,54	0,31	1,57	2,38
Жилой квартал № 1			5	0,385	0,07	0,4	0,6
Жилой квартал № 2			4	0,308	0,06	0,31	0,47
Фасад здания	Uran Mini Road 60 Вт	60	64	4,2	1,35	4,45	6,7
Итого				9,3	2,73	9,7	14,7

2.2.4 Определение расчетных электрических нагрузок в электрической сети 0,38 кВ.

Расчетную электрическую нагрузку питающей линии (трансформаторной подстанции) при смешанном питании потребителей различного назначения (жилых домов и общественных зданий или помещений) P_р, кВт, определяют по формуле 20:

$$P_{р.} = P_{зд.макс} + K_1 P_{зд1} + K_2 P_{зд2} + \dots + K_n P_{здn}, \text{ кВт} \quad (20)$$

где P_{зд.макс} - максимальная из нагрузок зданий, питаемых линией (трансформаторной подстанцией), кВт;

P_{зд1} ... P_{здn} - расчетные электрические нагрузки всех зданий, кроме здания с наибольшей нагрузкой P_{зд.макс}, питаемых линией (трансформаторной подстанцией), кВт;

K₁, K₂, K_n - коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных зданий (помещений) и жилых домов (квартир и силовых электроприемников) в наибольшей расчетной нагрузке P_{зд.макс}. Для наружного и внутриквартального освещения K_{м.осв}=1.

Расчётная реактивная нагрузка, приведённая к шинам низшего напряжения трансформаторной подстанции, определяется по формуле 21:

$$Q_{р.} = Q_{зд.макс} + K_1 Q_{зд1} + K_2 Q_{зд2} + \dots + K_n Q_{здn}, \text{ квар} \quad (21)$$

Расчётная активная нагрузка, определена по формуле 20:

$$P_{p.мкр} = 320 + 127,8 \cdot 3 + 296,1 \cdot 4 + 112,5 \cdot 0,8 + 36 \cdot 0,8 + 13,5 \cdot 0,8 + 59,6 \cdot 0,7 + 9,3 = \\ = 2068,25 \text{ кВт}$$

Расчётная реактивная нагрузка, определена по формуле 21:

$$Q_{p.мкр} = 118,3 \cdot 4 + 50,7 \cdot 3 + 104,96 \cdot 0,7 + 69,75 \cdot 0,8 + 8,4 \cdot 0,8 + 9 \cdot 0,8 + 37 \cdot 0,7 + 2,73 = \\ = 796,8 \text{ квар}$$

Расчётная полная нагрузка квартала, приведённая к шинам низшего напряжения трансформаторной подстанции, определяется по формуле 22:

$$S_{p.} = \sqrt{P_{p.}^2 + Q_{p.}^2}, \text{ кВА} \quad (22)$$

Тогда полная нагрузка микрорайона равна:

$$S_{p.мкр} = \sqrt{2068,25^2 + 796,8} = 2216,4 \text{ кВА}$$

2.2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов

Количество трансформаторных подстанций, а также их мощность определяют технико-экономические показатели схемы электроснабжения жилого микрорайона в целом. От правильного выбора количества ТП и их мощности, а также размещение ТП на территории микрорайона «Травянка» зависит эффективность функционирования схемы электроснабжения.

Основополагающим фактором для определения числа трансформаторов ТП, является схема электроснабжения распределительных сетей и категории потребителей по надёжности электроснабжения электроприемников.

Число и мощность трансформаторных подстанций, напрямую влияют на все последующие решения, связанные с проектированием схемы электроснабжения потребителей. Для ориентировочного определения экономически целесообразной мощности трансформаторов ТП может быть применена формула,

полученная на основании многочисленных расчетов:

$$S_{\text{тр.эк}} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{\sigma^2}, \text{ кВА} \quad (23)$$

где σ – плотность электрической нагрузки микрорайоне, кВА/км², определяемая по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{\text{мкр}}}, \frac{\text{кВА}}{\text{км}^2} \quad (24)$$

$S_{\text{мкр}}$ - полная нагрузка микрорайона, кВА

$F_{\text{мкр}}$ - площадь микрорайона, км²

$$\sigma = \frac{2216,4}{0,044} = 50372,7 \text{ кВА/км}^2$$

Согласно [1] при $\sigma \geq 8 \text{ МВт/км}^2$ следует применять два трансформатора.

Экономически целесообразная мощность трансформаторов ТП определим по формуле 23:

$$S_{\text{тр.эк}} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{50372,7^2} = 1977,7 \text{ кВА}$$

В городских жилых районах не рекомендуется применять трансформаторы мощностью более, чем 630 кВА. Это обусловлено тем, что трансформаторы большей мощности в условиях городской застройки имеют значительные габариты и плохую транспортабельность.

В работе предлагается применить для питания кварталов с жилыми домами встроенные трансформаторные подстанции в подвале домов с использованием сухих трансформаторов. Питание общеобразовательной школы осуществить от отдельно стоящей наружной трансформаторной подстанции, находящейся за территорией учебного заведения с применением масляных трансформаторов.

Возможность размещения сухих трансформаторов в жилых зданиях позволяет значительно сократить затраты на организацию электроснабжения объекта, так как отпадает необходимость в строительстве отдельной трансформаторной подстанции. Расположение ТП непосредственно в доме также позволяет сэкономить на количестве используемого низковольтного кабеля и вследствие этого на снижении в нем потерь. В совокупности с минимальными расходами на техническое обслуживание экономический эффект от использования сухого трансформатора с избытком перекрывает более высокую стоимость и в процессе эксплуатации будет только увеличиваться.

Ориентировочное число ТП, определяется по выражению:

$$n_{\text{ТП}} = \frac{S_{\text{мкр}}}{k_3 \cdot S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}}, \text{ шт} \quad (25)$$

где k_3 - коэффициент загрузки трансформаторов ТП в нормальном режиме.

Определим ориентировочное число ТП:

для жилых кварталов с применением трансформаторов мощностью 400 кВА

$$n_{\text{ТП}} = \frac{1887,7}{0,6 \cdot 400 \cdot 2} = 3,9 \approx 4 \text{ шт}$$

для общеобразовательной школы с применением трансформаторов мощностью 250 кВА

$$n_{\text{ТП}} = \frac{340}{0,7 \cdot 250 \cdot 2} = 0,97 \approx 1 \text{ шт}$$

Определяем состав потребителей подстанций ТП1-ТП5 с учетом расположения зданий на плане и их расчетной мощности.

Распределение жилых и общественных зданий по подстанциям представлено в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Распределение жилых и общественных зданий по ПС

№ ТП	Здания, получающие питание от ТП	Ориентировочное значение суммарной мощности зданий, кВА
ТП №1	3,4	458
ТП №2	1,2	456,7
ТП №3	5	338,67
ТП №4	8,9	515
ТП №5	6,7	458

2.2.6 Определение конфигурации схемы распределения электроэнергии на напряжении 0,38 кВ. Определение расчетных электрических нагрузок в элементах сети 0,38 кВ и на шинах 0,4 кВ ТП.

ТП1. Жилые дома 3,4 подключены к I и II секциям шин РУ 0,4 кВ ТП1 по радиальным линиям. Ко второй секции шин 0,4 кВ подключена линия наружного освещения.

В нормальном режиме от I с.ш. получают питание ВРУ 3 и ВРУ 4.1, от II с.ш. 0,4 кВ – ВРУ 4.2, наружное освещение.

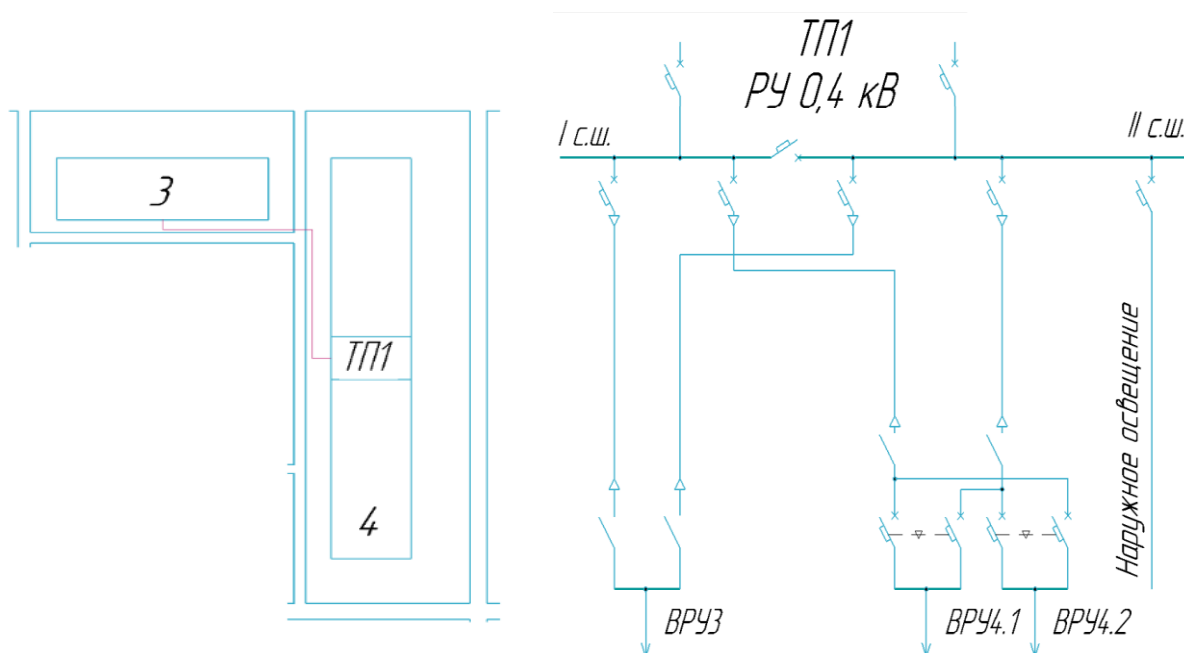


Рисунок 2.1.3 - План и схема распределения электроэнергии на напряжении 0,38 кВ для ТП1

Расчет электрических нагрузок покажем на примере для ТП№1.

Активную расчетную нагрузку ТП№1 определяем с учетом коэффициента участия по формуле:

$$P_{p.ТП1} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} P_{зdi}, \text{ кВт} \quad (26)$$

где k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

$$P_{p.ТП1} = 127,8 + 98,7 = 226,5 \text{ кВт}$$

Реактивную расчетную нагрузку ТП№1 определяем с учетом коэффициента участия по формуле:

$$Q_{p.ТП1} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} Q_{зdi}, \text{ квар} \quad (27)$$

$$Q_{p.ТП1} = 50,25 + 39,4 = 90,1 \text{ квар}$$

Полную нагрузку трансформаторной подстанции с учетом роста нагрузки определяем по формуле:

$$S_{p.ТП1} = \sqrt{P_{p.мкр}^2 + Q_{p.мкр}^2}, \text{ кВА} \quad (28)$$

$$S_{p.ТП1} = \sqrt{226,5^2 + 90,1^2} = 243,7 \text{ кВА}$$

Потери мощности в трансформаторе состоят из потерь холостого хода ΔP_x , ΔQ_x и нагрузочных потерь ΔP_n , ΔQ_n .

$$\Delta P_T = (\Delta P_x + \Delta P_n) \quad (29)$$

$$\Delta Q_T = (\Delta Q_x + \Delta Q_n) \quad (30)$$

Активная составляющая потерь холостого хода ΔP_x задается в паспортных данных трансформатора. Реактивная составляющая ΔQ_x определяется

через ток холостого хода и номинальную мощность трансформатора:

$$\Delta Q_x = \frac{i_x}{100} S_{н.т.}, \text{ квар} \quad (31)$$

где i_x – паспортное значение тока холостого хода трансформатора, %;
 $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$\Delta Q_x = \frac{1,3}{100} \cdot 400 = 5,2 \text{ квар}$$

Для двухобмоточных трансформаторов потери ΔP_n , ΔQ_n определяются по выражениям:

$$\Delta P_n = k_3^2 \cdot \Delta P_k, \text{ кВт} \quad (32)$$

$$\Delta Q_n = k_k^2 u_k \frac{S_{н.т.}}{100}, \text{ квар} \quad (33)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;
 ΔP_k – потери короткого замыкания, кВт;
 u_k – напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta P_n = 0,6^2 \cdot 4,9 = 1,76 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_n = 0,6^2 \cdot 6 \cdot \frac{400}{100} = 8,64 \text{ квар}$$

Результаты определения расчетных нагрузок в сети 0,4 кВ и на стороне 6 кВ ТП1 представлены в таблице 2.5

Таблица 2.5 – Результаты определения расчетных нагрузок в сети 0,4 кВ и на стороне 6 кВ ТП1.

Участок сети	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	k_z	I_p , А
Ис.ш.- ВРУ3	127,8	50,7	137,5		209
Ис.ш.- ВРУ4.1	98,7	39,4	106,27		161,65
Ис.ш.- ВРУ4.2	197,4	78,86	212,57		323,3
Наружное освещение	1,75	0,566	1,84		2,65
ТП1 Ис.ш 0,4 кВ	226,5	90,1	243,7	0,6	371
Потери мощности в Т1	2,91	13,84			
Итого на стороне 6 кВ Т1	229,4	104	251,8		24,25
ТП1 Ис.ш 0,4 кВ	199,15	79,4	214,4	0,54	326
Потери мощности в Т2	2,58	12,1			
Итого на стороне 6 кВ Т2	201,73	91,5	221,5		21,3
Суммарная ТП1 на стороне 0,4 кВ	425,65	169,5	458	0,57	696,6
Потери мощности в Т1+Т2	5,49	25,94			
Суммарная ТП1 на стороне 6 кВ	431,14	195,44	473,37	1,18	45,6

ТП2. Жилые дома 1,2 подключены к I и II секциям шин РУ 0,4 кВ ТП2 по радиальным линиям. Ко второй секции шин 0,4 кВ подключена линия наружного освещения.

В нормальном режиме от I с.ш. получают питание ВРУ 1 и ВРУ 2.1, от II с.ш. 0,4 кВ – ВРУ 2.2, наружное освещение.

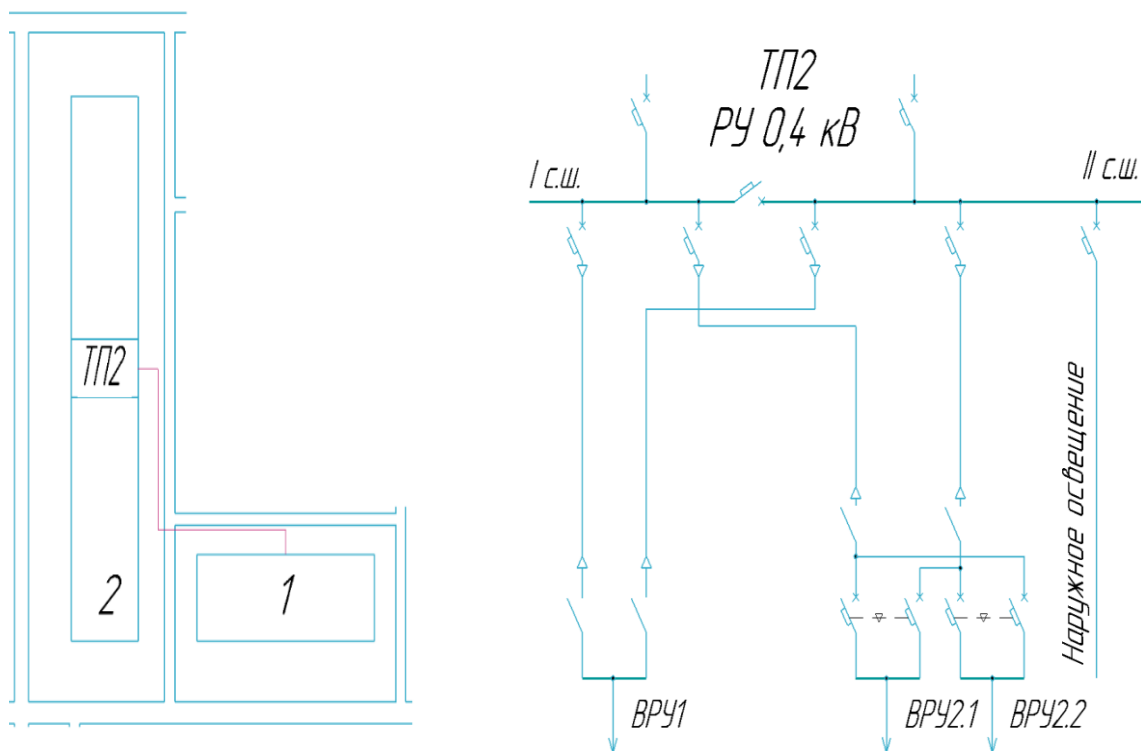


Рисунок 2.4- План и схема распределения электроэнергии напряжении 0,38 кВ для ТП2

Результаты определения расчетных нагрузок в сети 0,4 кВ и на стороне 6 кВ ТП2, представлены в таблице 2.6

Таблица 2.6 – Результаты определения расчетных нагрузок в сети 0,4 кВ и на стороне 6 кВ ТП2.

Участок сети	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	k_3	I_p , А
Ис.ш.- ВРУ1	127,8	50,7	137,5		209
Ис.ш.- ВРУ2.1	98,7	39,4	106,27		161,65
Ис.ш.- ВРУ2.2	197,4	78,86	212,57		323,3

Продолжение таблицы 2.6

Наружное освещение	1,44	0,4	1,5		2,3
ТП2 Ис.ш 0,4 кВ	226,5	90,1	243,7	0,6	371
Потери мощности в Т1	2,91	13,84			
Итого на стороне 6 кВ Т1	229,4	104	251,8		24,25
ТП2 Пс.ш 0,4 кВ	198,84	79,26	214,1	0,535	325,6
Потери мощности в Т2	2,55	11,99			
Итого на стороне 6 кВ Т2	201,1	91,25	220,8		21,27
Суммарная ТП2 на стороне 0,4 кВ	425,34	169,36	457,8	0,57	348
Потери мощности в Т1+Т2	5,46	25,83			
Суммарная ТП2 на стороне 6 кВ	430,8	195,2	473	1,18	45,57

ТП3. На вводе в школу установлено ВРУ с двумя вводами и двумя секциями распределения, позволяющая распределить нагрузку по двум вводам. ВРУ подключено к I и II секциям шин РУ 0,4 кВ ТП3 по радиальным линиям. Ко второй секции шин 0,4 кВ подключена линия наружного освещения. В нормальном режиме от I с.ш. получают питание ВРУ5.1, от II с.ш. 0,4 кВ – ВРУ 5.2, наружное освещение. Результаты определения расчетных нагрузок в сети 0,4 кВ и на стороне 6 кВ ТП3 представлены в таблице 2.7.

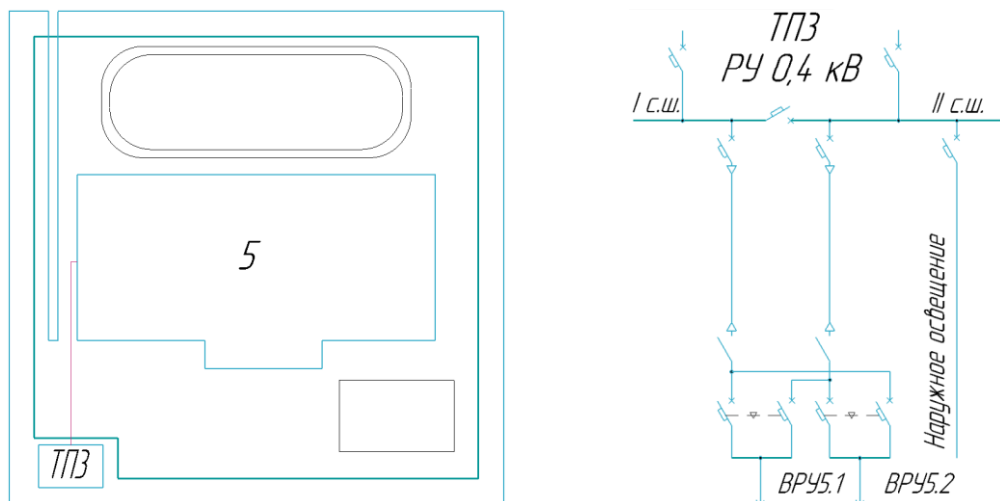


Рисунок 2.1.5- План и схема распределения электроэнергии
напряжении 0,38 кВ для ТПЗ

Таблица 2.7 – Результаты определения расчетных нагрузок в сети 0,4 кВ
и на стороне 6 кВ ТПЗ

Участок сети	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	k_3	I_p , А
Ис.ш.- ВРУ5.1	160	52,48	168,38		256
Пс.ш.- ВРУ5.2	160	52,48	168,38		256
Наружное освещение	3,12	0,81	3,2		4,86
ТПЗ Ис.ш 0,4 кВ	160	52,48	168,38	0,67	256
Потери мощности в Т1	2,27	12,04			
Итого на стороне 6 кВ Т1	162,27	64,52	174,6		16,8
ТПЗ Пс.ш 0,4 кВ	163,12	53,29	171,6	0,68	261
Потери мощности в Т2	2,23	12,25			
Итого на стороне 6 кВ Т2	165,35	65,54	177,86		17,1
Суммарная ТПЗ на стороне 0,4 кВ	323,12	105,77	340	0,68	518,2
Потери мощности в Т1+Т2	4,5	24,29			
Суммарная ТПЗ на стороне 6 кВ	327,62	130,1	352,5	1,4	34

ТП4. Жилой дом 8 и здание 9 подключены к I и II секциям шин РУ 0,4 кВ ТП4 по радиальным линиям. Ко второй секции шин 0,4 кВ подключена линия наружного освещения.

В нормальном режиме от I с.ш. получают питание ВРУ 9, от II с.ш. 0,4

кВ – ВРУ 8, наружное освещение. Результаты определения расчетных нагрузок в сети 0,4 кВ и на стороне 6 кВ ТП4 представлены в таблице 2.8.

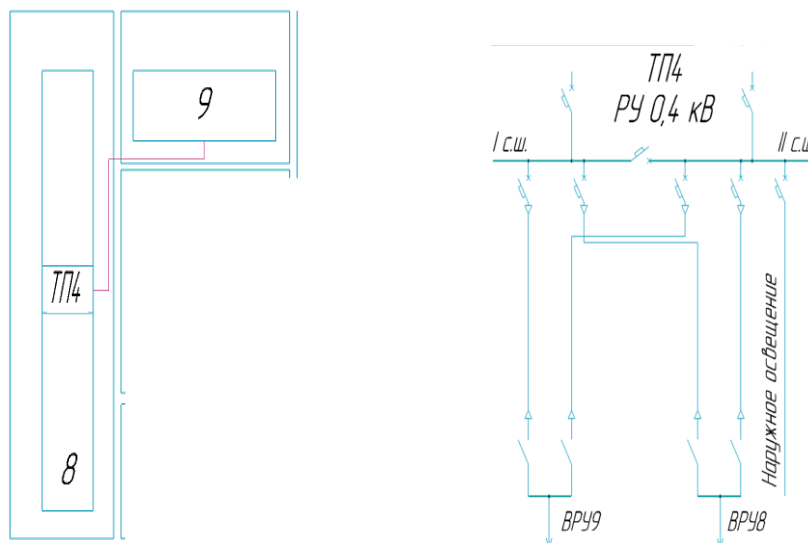


Рисунок 2.1.6 - План и схема распределения электроэнергии напряжении 0,38 кВ для ТП4

Таблица 2.8 – Результаты определения расчетных нагрузок в сети 0,4 кВ и на стороне 6 кВ ТП4.

Участок сети	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	k_3	I_p , А
Ис.ш.- ВРУ9	193	109,5	222		337,5
Наружное освещение	1,364	0,4	1,42		2,2
Ис.ш.- ВРУ8	296,1	118,3	318,8		485
ТП4 Ис.ш 0,4 кВ	194,364	109,9	223,3	0,45	339,6
Потери мощности в Т1	2,1	9,1			
Итого на стороне 6 кВ Т1	196,464	119	229,7		22,1
ТП4 II с.ш 0,4 кВ	296,1	118,3	318,8	0,63	485
Потери мощности в Т2	3,1	12,94			
Итого на стороне 6 кВ Т2	299,2	131,24	326,7		31,47
Суммарная ТП4 на стороне 0,4 кВ	490,464	228,3	541	0,54	823
Потери мощности в Т1+Т2	5,2	22,04			
Суммарная ТП4 на стороне 6 кВ	495,664	250,34	555,3	1,1	53,5

ТП5. Жилые дома 6,7 подключены к I и II секциям шин РУ 0,4 кВ ТП5

по радиальным линиям. Ко второй секции шин 0,4 кВ подключена линия наружного освещения. В нормальном режиме от I с.ш. получают питание ВРУ 7 и ВРУ 6.1, от II с.ш. 0,4 кВ – ВРУ 6.2, наружное освещение. Результаты определения расчетных нагрузок в сети 0,4 кВ и на стороне 6 кВ ТП5, представлены в таблице 2.9

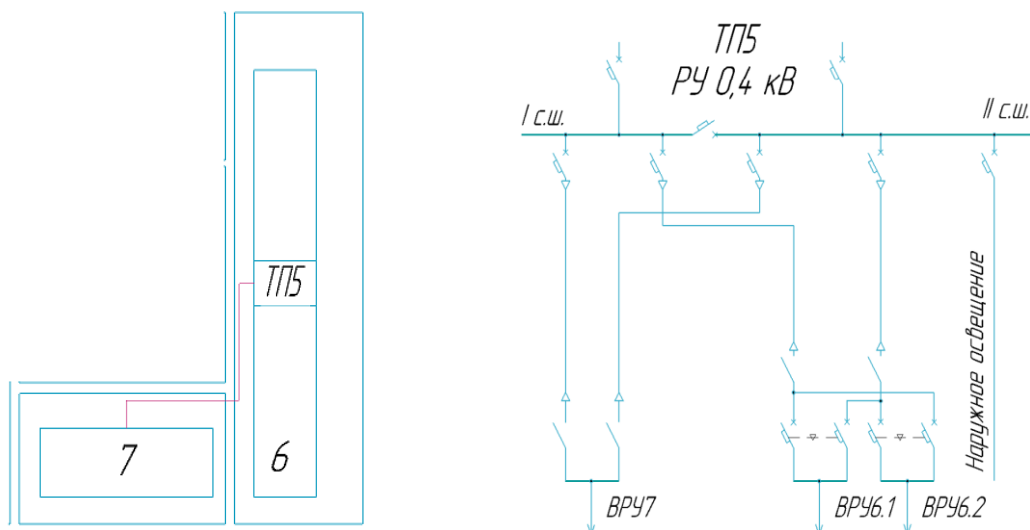


Рисунок 2.1.7 - План и схема распределения электроэнергии
напряжении 0,38 кВ для ТП5

Таблица 2.9 – Результаты определения расчетных нагрузок в сети 0,4 кВ
и на стороне 6 кВ ТП5.

Участок сети	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	k_3	I_p , А
Ис.ш.- ВРУ7	127,8	50,7	137,5		209
Ис.ш.- ВРУ6.1	98,7	39,4	106,27		161,65
Пс.ш.- ВРУ6.2	197,4	78,86	212,57		323,3
Наружное освещение	1,75	0,566	1,84		2,65
ТП5 Ис.ш 0,4 кВ	226,5	90,1	243,7	0,6	371
Потери мощности в Т1	2,91	13,84			
Итого на стороне 6 кВ Т1	229,4	104	251,8		24,25
ТП5 Пс.ш 0,4 кВ	199,15	79,4	214,4	0,54	326
Потери мощности в Т2	2,58	12,1			
Итого на стороне 6 кВ Т2	201,73	91,5	221,5		21,3
Суммарная ТП5 на стороне 0,4 кВ	425,65	169,5	458	0,57	696,6
Потери мощности в Т1+Т2	5,49	25,94			
Суммарная ТП5 на стороне 6 кВ	431,14	195,44	473,37	1,18	45,6

2.2.6 Определение места расположения трансформаторных подстанций на плане микрорайона.

Одним из условий составления экономически обоснованной схемы электроснабжения, то есть системы с наименьшей стоимостью и минимальными потерями электрической энергии в данной схеме, является правильный выбор расположения комплектных трансформаторных подстанций. Местоположение комплектных трансформаторных подстанций в питающемся от них районе экономически целесообразно располагать в центре электрических нагрузок, с учетом условий расположения объектов застройки, промышленных районов и кварталов жилой застройки. Расположение трансформаторных подстанций, должно соответствовать градостроительным и архитектурным соображениям и требованиям пожарной безопасности.

Для определения места расположения КТП, т.е. центра электрических нагрузок используют графоаналитический метод, который заключается в следующем:

- электроприемники заключаются в координатные оси;
- определяются центры электрических нагрузок электроприемников;
- центры электрических нагрузок проектируются на оси ОХ и ОУ;
- определяем координаты ТП по формулам:

$$X_{\text{ТП}} = \frac{\sum_1^n P_{\text{р.и}} \cdot X_i}{\sum_1^n P_{\text{р.и}}} \quad (34)$$

$$Y_{\text{ТП}} = \frac{\sum_1^n P_{\text{р.и}} \cdot Y_i}{\sum_1^n P_{\text{р.и}}} \quad (35)$$

где $P_{\text{р.и}}$ - расчетная мощность i -го объекта, кВт;

X_i, Y_i - координаты центра электрических нагрузок i -го объекта, см;

n - число объектов, питающихся от данной ТП.

Таблица 2.10 – Координаты расположения жилых домов

Координаты зданий	Номер здания на плане								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$x_i, \text{км}$	0,41	0,37	0,41	0,45	0,41	0,45	0,41	0,37	0,41
$y_i, \text{км}$	0,26	0,3	0,34	0,3	0,18	0,057	0,017	0,057	0,098

Произведем расчет на примере ТП№2:

$$X = \frac{127,8 \cdot 0,41 + 296,1 \cdot 0,37}{127,8 + 296,1} = 0,382 \text{ км}$$

$$Y = \frac{127,8 \cdot 0,26 + 296,1 \cdot 0,3}{127,8 + 296,1} = 0,288 \text{ км}$$

Аналогичные расчеты производим для других ТП. Результаты расчета представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Координаты центров нагрузок ТП

Координаты центра электрических нагрузок	Подстанция				
	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5
$x, \text{км}$	0,438	0,382	0,41	0,387	0,438
$y, \text{км}$	0,312	0,288	0,18	0,075	0,045

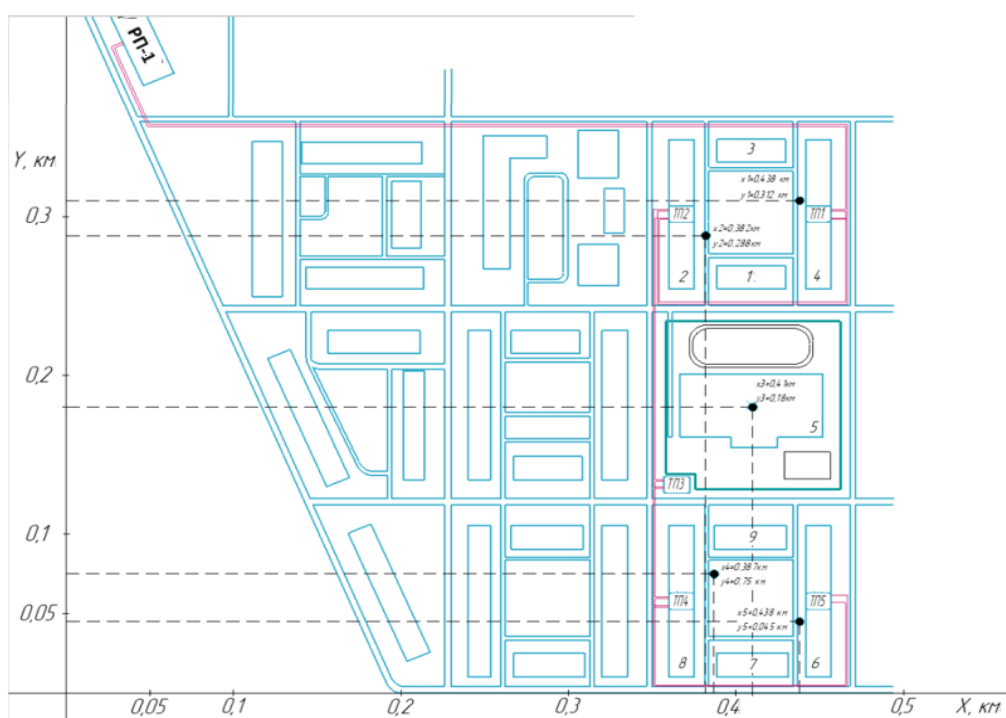


Рисунок 2.1.8 – ЦЭН потребителей ТП

2.2.7 Определение расчетных нагрузок по участкам электрической сети 6 кВ.

Расчетные активная и реактивная мощности в узлах электрической сети 6 кВ определяется путем умножения суммы расчетных мощностей отдельных трансформаторов на коэффициент, учитывающий несовпадение (совмещение) максимумов нагрузок во времени $k_{н.м.}$:

$$P_{р.л.6} = k_{н.м.} \sum_{i=1}^n P_{р.ТПi}, \text{ кВт} \quad (36)$$

$$Q_{р.л.6} = k_{н.м.} \sum_{i=1}^n Q_{р.ТПi}, \text{ квар} \quad (37)$$

$P_{р.ТПi}$, $Q_{р.ТПi}$ – расчетная активная и реактивная мощности трансформатора на стороне 6 кВ (с учетом потерь мощности в нем), n – число трансформаторов.

Расчетная полная мощность определяется по выражению:

$$S_{р.л.6} = \sqrt{P_{р.л.6}^2 + Q_{р.л.6}^2}, \text{ кВА} \quad (38)$$

Покажем направление токов в нормальном и послеаварийном режиме работы.

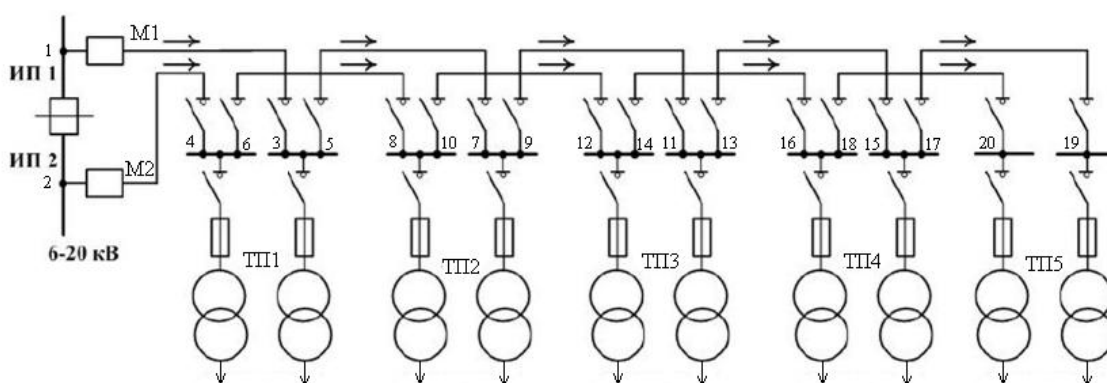


Рисунок 2.1.9 – Нормальный режим работы

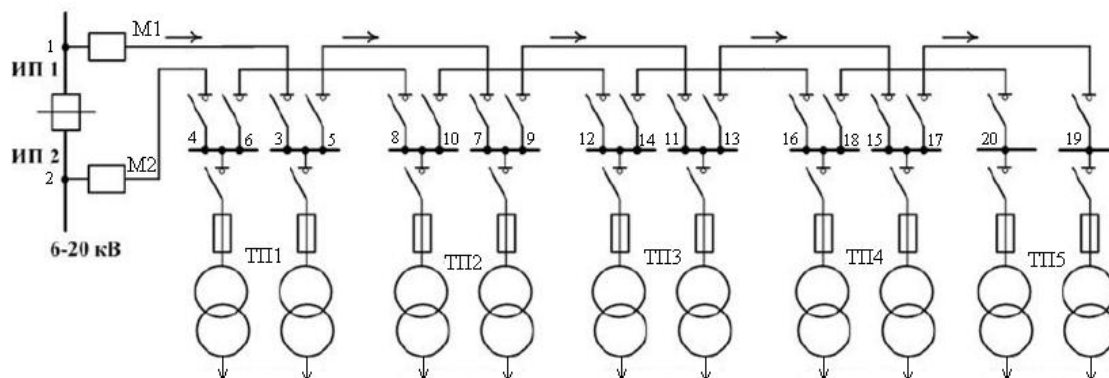


Рисунок 2.1.10 – Послеаварийный режим работы (отключение головного участка магистрали 2-4)

Пример расчета участка 1-3 магистрали в нормальном и послеаварийном режимах работы. Нормальный режим работы (потребители: Т2 ТП1, Т2 ТП2, Т2 ТП3, Т2 ТП4, Т2 ТП5):

$$P_{p.l.6} = 0,85 \cdot (201,73 + 201,1 + 165,35 + 299,2 + 201,73) = 909,25 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.l.6} = 0,85 \cdot (91,5 + 91,25 + 65,54 + 131,24 + 91,5) = 400,4 \text{ квар}$$

Послеаварийный режим работы (потребители: Т1+Т2 ТП1, Т1+Т2 ТП2, Т1+Т2 ТП3, Т1+Т2 ТП4, Т1+Т2 ТП5):

$$P_{p.l.6} = 0,8 \cdot (431,14 + 430,8 + 327,62 + 495,66 + 431,14) = 1693 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.l.6} = 0,8 \cdot (195,44 + 195,2 + 130,1 + 250,34 + 195,44) = 773,2 \text{ квар}$$

Таблица 2.12 - Расчетные нагрузки в элементах электрической сети 6кВ

Уча- сток сети	Количество трансфор- маторов	Потребители	$K_{\text{в.м.}}$	$P_{\text{р,кВт}}$	$Q_{\text{р,квар}}$	$S_{\text{р,кВА}}$	$I_{\text{р, А}}$
Магистраль М1,М2 – нормальный режим работы							
1-3	5	T2 ТП1, T2 ТП2, T2 ТП3, T2 ТП4, T2 ТП5	0,85	909,25	400,4	993,5	95,7
5-7	4	T2 ТП2, T2 ТП3, T2 ТП4, T2 ТП5	0,85	737,3	322,6	804,78	77,5
9-11	3	T2 ТП3, T2 ТП4, T2 ТП5	0,85	566,34	245	617,1	59,5
13-15	2	T2 ТП4, T2 ТП5	0,9	450,8	200,5	493,3	47,5
17-19	1	T2 ТП5	1	201,73	91,5	221,5	21,3
2-4	5	T1 ТП1, T1 ТП2, T1 ТП3, T1 ТП4, T1 ТП5	0,85	890	421,2	984,6	94,86
6-8	4	T1 ТП2, T1 ТП3, T1 ТП4, T1 ТП5	0,85	695	332,8	770,57	74,2
10-12	3	T1 ТП3, T1 ТП4, T1 ТП5	0,85	500	244,4	556,5	53,6
14-16	2	T1 ТП4, T1 ТП5	0,9	383,3	200,7	432,6	41,68
18-20	1	T1 ТП5	1	229,4	104	251,8	24,3
Магистраль М1,М2 – послеаварийный режим работы (отключение участка 2-4 магистралей М2)							
1-3	10	T1+T2 ТП1, T1+T2 ТП2, T1+T2 ТП3, T1+T2 ТП4, T1+T2 ТП5	0,8	1693	773,2	1861,2	179
5-7	8	T1+T2 ТП2, T1+T2 ТП3, T1+T2 ТП4, T1+T2 ТП5	0,8	1348,2	616,8	1482,6	142,8
9-11	6	T1+T2 ТП3, T1+T2 ТП4, T1+T2 ТП5	0,8	1003,5	460,7	1104,2	106,4
13-15	4	T1+T2 ТП4, T1+T2 ТП5	0,85	787,78	379	874,2	84,2
17-19	2	T1+T2 ТП5	0,9	388	176	426	41

Таким образом рассчитали нагрузки по стороне 6 кВ. Определили местоположение комплектных трансформаторных подстанций в питающемся от них районе.

2.3 Выбор электрооборудования первичных цепей

2.3.1 Электрический расчет распределительных сетей

Выбор марки кабеля в сети 6 и 0,4 кВ.

Выбор правильной кабельной продукции - одно из важнейших решений при реализации крупных строительных проектов. Надёжность, безопасность и долговечность электрических сетей напрямую зависят от типа используемой изоляции кабеля.

Таблица 2.13 - Сравнительная характеристика

Характеристика	Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ)	Кабель с бумажной пропитанной изоляцией	Кабель с поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией
Диапазон рабочего напряжения	Широкий диапазон (до 500 кВ и выше)	Ограниченный диапазон (обычно до 220 кВ)	До 1 кВ
Рабочая температура	Может достигать +90°C	Не превышает +70°C	Около +70°C
Допустимая нагрузка тока	Высокая, выдерживает большие токи	Средняя	Ниже, чем у СПЭ
Огнестойкость	Отличается высокой огнестойкостью	Менее стойкий	Умеренно горючий материал
Электрическая прочность	Очень высокая	Хорошая, но уступает СПЭ	Средний показатель
Гибкость	Достаточно гибкий	Жесткий, склонен к ломкости	Мягкий и легко изгибаемый
Экологическая безопасность	Без токсичных выделений	Содержит масла и химикаты, небезопасна при возгорании	Выделяет вредные вещества при горении
Долговечность	Долгосрочная эксплуатация (около 50 лет и больше)	Стандартный срок службы ограничен (~25-30 лет)	Средний срок службы (около 20-30 лет)
Стоимость	Начальная стоимость выше, но компенсируется долговечностью	Доступнее по цене	Недорогой вариант
Монтаж	Простота и быстрота монтажа	Трудоемкий монтаж	Простота монтажа
Внешняя среда	Хорошо переносит влагу, УФ-излучение, химические воздействия	Бойится влаги, агрессивных сред	Ограниченные возможности в экстремальных условиях

Кабельные линии для электроснабжения микрорайона применяем современные, хорошо зарекомендовавшие себя кабели, с изоляцией из сшитого полиэтилена.

В кабельной линии 6 кВ используем трёхжильный алюминиевый кабель марки АПвБП. Это бронированный кабель с полиэтиленовой изоляцией между жилами внешней оболочкой из полиэтилена со стальной бронёй из двух оцинкованных лент.

В кабельной линии 0,4 кВ применяем четырехжильный кабель с алюминиевыми жилами марки АПвББШв выполненный с изоляцией из сшитого полиэтилена, защитным шлангом из ПВХ и бронёй из оцинкованной ленты.

Расчет сечения жилы кабельной линии 6 кВ

Согласно РД 34.20.185-94 сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому длительному току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Сечение кабеля по экономической плотности тока в зависимости от металла проводника и числа часов использования максимума нагрузки определяется по формуле:

$$F_p = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2 \quad (39)$$

где I_p – расчетный максимальный ток,

$J_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Нормированное значение экономической плотности тока принимаем 1,6 А/мм², т.к. число часов использования максимума нагрузки в год более 5000 ч.

Расчетный максимальный ток, А, определяется по формуле:

$$I_{p.n} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n}, \text{ А} \quad (40)$$

$$I_{p.ав} = \frac{S_{p.макс.}}{\sqrt{3}U_n}, \text{ А} \quad (41)$$

где S_p – расчетная мощность линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение линии, кВ.

Выполним расчет на примере линии 1-3 (таблица 2.13). Определим расчетный ток, А:

$$I_{p.n} = \frac{993,5}{\sqrt{3} \cdot 6} = 95,7 \text{ А}$$

Согласно найденному максимальному расчетному току, определим экономическое сечение кабеля:

$$F_p = \frac{95,7}{1,6} = 59,8 \text{ мм}^2$$

Согласно РД 34.20.185-94 в распределительных сетях 10(6) кВ кабели с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншеях рекомендуется принимать сечением не менее 70 мм².

Предварительно выбираем кабель марки АПВБП 3х70 с $I_{\text{доп.}}=193 \text{ А}$.

Для остальных участков расчетный ток и экономическое сечение кабеля определяется аналогично и сводится в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Результаты расчета сечений жил кабелей распределительных сетей 6 кВ

Уча- сток сети	$S_{\text{р.}}$ кВА	$I_{\text{р.}}$ А	Экономическая плотность тока $J_{\text{эк}}$ А/мм ²	Экономиче- ски це- лесообраз- ное сече- ние, мм ²	Стандартное сечение, $F_{\text{ст}}$ мм ²	Длительно допустимый ток, $I_{\text{доп}}$ А
1-3	993,5	95,7	1,6	59,8	3х70	193
5-7	804,78	77,5	1,6	48,4	3х70	193
9-11	617,1	59,5	1,6	37,18	3х70	193
13-15	493,3	47,5	1,6	29,7	3х70	193
17-19	221,5	21,3	1,6	13,3	3х70	193
2-4	984,6	94,86	1,6	59,3	3х70	193
6-8	770,57	74,2	1,6	46,37	3х70	193
10-12	556,5	53,6	1,6	33,5	3х70	193
14-16	432,6	41,68	1,6	26,1	3х70	193
18-20	251,8	24,3	1,6	15	3х70	193

Проверка сечений жил кабелей распределительных сетей 6 кВ по допустимому длительному току

Сечения проводов КЛ и жил кабелей должны проверяться по допустимому длительному току в аварийном и послеаварийном режимах согласно РД 34.20.185-94. Проверка кабельных линий по допустимому длительному току проводится по условию:

$$I_{\text{р.ав.}} \leq K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп.}}, \quad (42)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток для кабеля, прокладываемого в земле;

K_1 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле;

K_2 – поправочный коэффициент на фактическую температуру среды

K_3 – поправочный коэффициент на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме.

Проведем проверку кабельной линии для участка 1-3:

$$179 \leq 1,17 \cdot 1 \cdot 1,05 \cdot 193$$

$$179 \leq 237$$

где $I_{\text{р.ав.}} = \frac{1861,2}{\sqrt{3} \cdot 6} = 179 \text{ А}$, $I_{\text{р.ав.}} < I'_{\text{доп}}$ – условие выполняется.

Проверка других КЛ проводится аналогично, результаты сводятся в таблицу 2.15.

Таблица 2.15 – Результаты проверки КЛ по длительно допустимому току

Уча- сток сети	$S_{\text{кВА}}$	$I_{\text{р}}, \text{ А}$	Стандарт- ное сече- ние, $F_{\text{ст}} =$ мм^2	Длительно допусти- мый ток, $I_{\text{доп}}, \text{ А}$	Длительно допустимый ток с учетом коэффициен- тов, $I'_{\text{доп}}, \text{ А}$	Результат проверки
Послеаварийный режим работы (отключение участка 2-4(1-3))						
1-3	1693	179	3х70	193	237	проходит
5-7	1348,2	142,8	3х70	193	237	проходит
9-11	1003,5	106,4	3х70	193	237	проходит
13-15	787,78	84,2	3х70	193	237	проходит
17-19	388	41	3х70	193	237	проходит
2-4	1693	179	3х70	193	237	проходит
6-8	1348,2	142,8	3х70	193	237	проходит
10-12	1003,5	106,4	3х70	193	237	проходит
14-16	787,78	84,2	3х70	193	237	проходит
18-20	388	41	3х70	193	237	проходит

Проверка сечений жил кабелей распределительных сетей 6 кВ по допустимому отклонению напряжения

Потеря напряжения на участке, определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{(\cos\varphi \cdot r + \sin\varphi \cdot x) \cdot l \cdot I_p \cdot \sqrt{3} \cdot 100}{U_{\text{ном}}}, \% \quad (43)$$

где I_p - расчетный ток линии, А;

r - Активное сопротивление линии, Ом/км;

x - Индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l - длина линии, км;

$U_{\text{н}}$ - номинальное напряжение, В.

Определим потери напряжения на участке 1-3 в нормальном режиме:

$$\Delta U = \frac{(0,91 \cdot 0,268 + 0,4 \cdot 0,098) \cdot 0,543 \cdot 95,7 \cdot 1,73}{6000} \cdot 100 = 0,42 \%$$

Определим потери напряжения на участке 1-3 в аварийном режиме:

$$\Delta U = \frac{(0,91 \cdot 0,268 + 0,4 \cdot 0,098) \cdot 0,543 \cdot 179 \cdot 1,73}{6000} \cdot 100 = 0,8 \%$$

Потери напряжения на других участках линии рассчитываются аналогично и сводятся в таблицу 2.16. Потери напряжения в нормальном режиме не должны превышать 5 %, а в аварийном 10 %.

Таблица 2.16 – Результаты проверки сечений, жил кабелей распределительных сетей 6 кВ, по допустимому отклонению напряжения в нормальном и аварийном режимах

Уча- сток сети	I _p , A	Сопротивление, Ом/км		Длина участка l, км	cosφ /sinφ	Потери напряжения ΔU, %
		г	х			
Нормальный режим работы						
1-3	95,7	0,268	0,098	0,543	0,91/0,4	0,42
5-7	77,5	0,268	0,098	0,241	0,91/0,4	0,15
9-11	59,5	0,268	0,098	0,187	0,91/0,4	0,05
13-15	47,5	0,268	0,098	0,09	0,91/0,4	0,035
17-19	21,3	0,268	0,098	0,247	0,91/0,4	0,04
2-4	94,86	0,268	0,098	0,543	0,9/0,42	0,42
6-8	74,2	0,268	0,098	0,241	0,9/0,43	0,15
10-12	53,6	0,268	0,098	0,187	0,89/0,44	0,08
14-16	41,68	0,268	0,098	0,09	0,89/0,44	0,03
18-20	24,3	0,268	0,098	0,247	0,91/0,41	0,05
Послеаварийный режим работы (отключение участка 2-4(1-3))						
1-3	179	0,268	0,098	0,543	0,91/0,41	0,8
5-7	142,8	0,268	0,098	0,241	0,91/0,41	0,28
9-11	106,4	0,268	0,098	0,187	0,91/0,41	0,16
13-15	84,2	0,268	0,098	0,09	0,9/0,43	0,035
17-19	41	0,268	0,098	0,247	0,91/0,41	0,08
2-4	179	0,268	0,098	0,543	0,91/0,41	0,8
6-8	142,8	0,268	0,098	0,241	0,91/0,41	0,28
10-12	106,4	0,268	0,098	0,187	0,91/0,41	0,16
14-16	84,2	0,268	0,098	0,09	0,9/0,43	0,035
18-20	41	0,268	0,098	0,247	0,91/0,41	0,08

Расчет сечения жил кабелей распределительных сетей до 1 кВ

Алгоритм выбора сечения токоведущих жил кабелей класса напряжения 0,4 кВ аналогичен выбору КЛ-6 кВ. Результаты выбора заносятся в таблицу Б.1 Приложение Б.

2.3.2 Выбор типа КТП и оборудования

Выбор типа КТП.

Для электроснабжения микрорайона выбираются трансформаторные подстанции внутреннего исполнения КТПВ и блочного типа БКТПН-П, разработкой и производством которых занимается ГК «Энергорус».

Для установки применяем три вида КТП с кабельными вводами по стороне 6 кВ:

Для электроснабжения жилых домов 2КТПВ - 400/6/0,4 кВА;

Для электроснабжения жилого дома и общественных заведений 2КТП В-- 500/6/0,4 кВА;

Для электроснабжения общеобразовательной школы 2БКТП-П- 250/6/0,4 кВА

Основные данные КТП указаны в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Параметры КТП

Наименование параметра	Значение параметра КТП		
Мощность силового трансформатора, <u>кВА</u>	250	400	500
Номинальное напряжение на стороне ВН, <u>кВ</u>	6	6	6
Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, <u>кВ</u>	7,2	7,2	7,2
Номинальное напряжение на стороне низкого напряжения (НН), <u>кВ</u>	0,4	0,4	0,4
Частота переменного тока главных цепей, Гц	50	50	50
Высота над уровнем моря, м	до 1000	до 1000	до 1000
Климатическое исполнение	У1	У3	У3
Степень защиты		IP31	IP31

Выбор электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по ВН (6 кВ).

Выбор высоковольтного выключателя производится по условиям:

$$\left. \begin{array}{l} U_{н.} \geq U_{н.с} \\ I_{н.} \geq I_{р.макс} \end{array} \right\} \quad (44)$$

где $U_{н.}$, $I_{н.}$ – номинальное напряжение и номинальный ток выбираемого аппарата, кВ и А;

$U_{н.с.}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$I_{р.макс}$ – расчетный ток наиболее тяжелого послеаварийного режима в цепи аппарата, А.

В качестве выключателей выбраны ВВ/TEL-10 производства «Таврида Электрик» с напряжением 10 кВ.

Таблица 2.18 – Выбор высоковольтных выключателей

Условие	Расчетные данные	Каталожные данные
		ВВ/TEL-10-12,5-630 А
По напряжению установки $U_{н.} \geq U_{н.с.}$	$U_{н.с.}=6$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ
По длительному току $I_{н..} \geq I_{р.макс}$	$I_{р.макс} = 179$ А	$I_{ном}=630$ А

Выбор распределительного устройства высокого напряжения (РУВН).

РУВН будет выполнено в виде камер одностороннего обслуживания (КСО). Камеры КСО представляют собой сварную металлоконструкцию из стальных профилей. Внутри камеры размещена аппаратура главных цепей, доступ к камере обеспечен через дверь, на которой имеется окно для обзора внутренней зоны. Выбор производится по условиям формулы 2.44.

Таблица 2.19 – Технические характеристики КСО - 366

Наименование		Значение параметра
Номинальное напряжение (линейное), кВ		6
Наибольшее рабочее напряжение (линейное), кВ		7,2
Номинальная частота, Гц		50
Номинальный ток главных цепей камер и сборных шин, А		400
Номинальные токи термической стойкости, кА		20
Номинальный ток плавкой вставки силового предохранителя, А		До 100
Время протекания тока термической стойкости, с		1
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА		51
Масса шкафа, кг		от 100 до 360
Габаритные размеры, мм	ширина	750
	глубина	1000
	высота	2000
Условия обслуживания		Одностороннее
Вид климатического исполнения		УЗ

Выбор выключателей нагрузки производится по: напряжению $U_{н.} \geq U_{н.с.}$; току $I_{н.} \geq I_{р.макс}$; конструкции; по роду установки.

Для коммутаций номинальных токов выбираем выключатель нагрузки ВНРп - 10/400-20з УЗ.

Таблица 2.20 - Выбор выключателей нагрузки

Условие	Расчетные данные		Каталожные данные
			ВНРП - 10/400-20з УЗ
По напряжению установки $U_n \geq U_{н.с}$	$U_{н.с}=6 \text{ кВ}$		$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
Тип установки			Внутренняя, умеренный климат
$I_n \geq I_{р.макс}$	T1 ТП1	45,6А	400 А
	T2 ТП1	45,6А	400 А
	T1 ТП2	45,57А	400 А
	T2 ТП2	45,57А	400 А
	T1 ТП3	34А	400 А
	T2 ТП3	34А	400 А
	T1 ТП4	53,5А	400 А
	T2 ТП4	53,5А	400 А
	T1 ТП5	45,6А	400 А
	T2 ТП5	45,6А	400 А

Для защиты силовых трансформаторов необходимо выбрать предохранители. Выбор предохранителей производится по следующим условиям:

$$\left. \begin{array}{l} U_n \geq U_{н.с} \\ I_{н.п.в.} \geq I_{раб.макс} \end{array} \right\} \quad (45)$$

где $I_{н.п.в.}$ - номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А.

По номинальному току плавкой вставки выбирается номинальный ток предохранителя.

Таблица 2.21 – Выбора предохранителей

Условие	Расчетные данные		РВЗ-10/400-П-УЗ
По напряжению $U_n \geq U_{н.с}$	$U_{н.с}=6 \text{ кВ}$		$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
Тип установки			Внутренняя, умеренный климат
$I_n \geq I_{р.макс}$	Уч. 1-3	95,7	400 А
	Уч. 5-7	77,5	400 А
	Уч. 9-11	59,5	400 А
	Уч. 13-15	47,5	400 А
	Уч. 17-19	21,3	400 А
	Уч. 2-4	94,86	400 А
	Уч. 6-8	74,2	400 А
	Уч. 10-12	53,6	400 А
	Уч. 14-16	41,68	400 А
	Уч. 18-20	24,3	400 А
	Уч. 17-19	21,3	400 А

Выбор электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по НН (0,4 кВ)

Выбор распределительного устройства низкого напряжения (РУНН).

Панели распределительные серии ЩО-70 УЗ предназначены для комплектования щитов распределительных устройств трехфазного переменного тока напряжением 380/220 В частотой 50 Гц для сетей с глухозаземленной или изолированной нейтралью.

Панели устанавливаются в электропомещениях и служат для приема, распределения электроэнергии и защиты от перегрузки и токов короткого замыкания отходящих линий. Щиты распределительных устройств комплектуются из вводных, линейных, секционных, вводно- линейных панелей одностороннего обслуживания.

Таблица 2.23 – Технические характеристики ЩО-70

Наименование	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	0,4
Род тока	переменный
Частота, Гц	50
Число отходящих линий	1...6
Номинальный ток отходящих линий, А	250,400,630
Номинальный ток вводных панелей, А	630,1000

Продолжение таблицы 2.23

Наименование		Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ		0,4
Род тока		переменный
Частота, Гц		50
Число отходящих линий		1...6
Номинальный ток отходящих линий, А		250,400,630
Номинальный ток вводных панелей, А		630,1000
Номинальный ток секционных панелей, А		400,630
Ток электродинамической стойкости, кА		30
Вид обслуживания		одностороннее
Вид климатического исполнения		УЗ
Масса щита, кг		90
Габаритные размеры панели ЩО-70	глубина	600
	высота	2000
	ширина	1000

Выбор автоматических выключателей.

Для автоматических выключателей выбираются номинальные токи самого автомата, а также номинальные токи теплового расцепителя.

В работе для данной цели выбираются современные отечественные автоматы марки ВА.

Выбор автоматов производится с учетом следующих требований:

Номинальное напряжение автомата:

$$U_{н.} \geq U_{н.с}, \text{кВ} \quad (46)$$

где $U_{н.с}$ - номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{н.}$ - номинальное напряжение автоматического выключателя, кВ.

Номинальный ток автомата:

$$I_{н.а} \geq I_p, \text{А} \quad (47)$$

где $I_{н.а}$ – номинальный ток автоматического выключателя, А;

I_p – рабочий максимальный ток (в послеаварийном режиме), А.

По номинальному току теплового расцепителя:

$$I_{н.р} \geq 1,1 \cdot I_p, \text{А} \quad (48)$$

где $I_{н.р}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А;

I_p – рабочий максимальный ток (в послеаварийном режиме), А.

Для примера выберем вводной выключатель в распределительное устройство низкого напряжения ТП1:

$$I_{н.а} \geq 696,6 \text{ А};$$

$$I_{н.р} \geq 1,1 \cdot 696,6 \text{ А} = 766,26 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель ВА53-41-1000/800А

$$U_{н.а} = 400 \text{ В}$$

$$I_{н.а} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{н.р} = 800 \text{ А}$$

Расчет других автоматических выключателей проводится аналогично, результаты сводятся в таблицы 2.24 и 2.25.

Таблица 2.24 - Выбор вводных и секционных автоматических выключателей

№ ТП		Условия выбора			Марка выключателя
		$U_n \geq U_{н.с.}$	$I_{н.а.} \geq I_p$	$I_{н.р.} \geq 1,1 \cdot I_p$	
ТП1	B1, B2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000A \geq 696,6A$	$800A \geq 766,26A$	BA53-41-1000/800A
	CB	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 371A$	$441A \geq 408,1A$	BA53-41-630/441A
ТП2	B1, B2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000A \geq 696,6A$	$800A \geq 766,26A$	BA53-41-1000/800A
	CB	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 371A$	$441A \geq 408,1A$	BA53-41-630/441A
ТП3	B1, B2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 518,2A$	$630A \geq 570A$	BA53-41-630/630A
	CB	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$400A \geq 261$	$320A \geq 287,1$	BA53-41-400/320A
ТП4	B1, B2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000A \geq 823$	$1000A \geq 905,3$	BA53-41-1000/1000A
	CB	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 485$	$567A \geq 533,5$	BA53-41-630/567A
ТП5	B1, B2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000A \geq 696,6A$	$800A \geq 766,26A$	BA53-41-1000/800A
	CB	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 371A$	$441A \geq 408,1A$	BA53-41-630/441A

Таблица 2.25- Выбор автоматических выключателей отходящих линий

№ ТП	Наименование фидера КЛ-0,4 кВ	Марка автомата	Условия выбора		
			$U_n \geq U_{н.с.}$	$I_{н.а.} \geq I_p$	$I_{н.р.} \geq 1,1 \cdot I_p$
ТП1	Фидер №1	BA57-39-250A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$250A \geq 209A$	$250A \geq 229,9A$
	Фидер №2	BA57-39-630A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 485A$	$630A \geq 533,5A$
	Фидер №3	BA57-39-250A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$250A \geq 209A$	$250A \geq 229,9A$
	Фидер №4	BA57-39-630A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 485A$	$630A \geq 533,5A$
	Фидер №5	BA13-25-10A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$10A \geq 2,7A$	$10A \geq 2,97A$
ТП2	Фидер №1	BA57-39-250A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$250A \geq 209A$	$250A \geq 229,9A$
	Фидер №2	BA57-39-630A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 485A$	$630A \geq 533,5A$
	Фидер №3	BA57-39-250A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$250A \geq 209A$	$250A \geq 229,9A$
	Фидер №4	BA57-39-630A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 485A$	$630A \geq 533,5A$
	Фидер №5	BA13-25-10A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$10A \geq 2,65A$	$10A \geq 2,9A$
ТП3	Фидер №1	BA57-39-630A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 512A$	$630A \geq 563,2A$
	Фидер №2	BA57-39-630A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 512A$	$630A \geq 563,2A$
	Фидер №3	BA13-25-10A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$10A \geq 4,86A$	$10A \geq 5,35A$
ТП4	Фидер №1	BA57-39-400A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$400A \geq 337,5A$	$400A \geq 371,3A$
	Фидер №2	BA57-39-630A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 485A$	$630A \geq 533,5A$
	Фидер №3	BA57-39-400A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$400A \geq 337,5A$	$400A \geq 371,3A$
	Фидер №4	BA57-39-630A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 485A$	$630A \geq 533,5A$
	Фидер №5	BA13-25-10A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$10A \geq 2,2A$	$10A \geq 2,42A$
ТП5	Фидер №1	BA57-39-250A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$250A \geq 209A$	$250A \geq 229,9A$
	Фидер №2	BA57-39-630A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 485A$	$630A \geq 533,5A$
	Фидер №3	BA57-39-250A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$250A \geq 209A$	$250A \geq 229,9A$
	Фидер №4	BA57-39-630A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630A \geq 485A$	$630A \geq 533,5A$
	Фидер №5	BA13-25-10A	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$10A \geq 2,65A$	$10A \geq 2,9A$

Условия выбора разъединителей 0,4 кВ аналогичны условиям выбора разъединителей 6 кВ

Таблица 2.26 - Выбор разъединителей в вводных и секционных панелях

№ ТП		Условия выбора		Марка разъединителя
		$U_n \geq U_{н.с}$	$I_{н.а} \geq I_p$	
ТП1	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000\text{А} \geq 696,6\text{А}$	РЕ19-41-31140-1000А-УХЛ3
	С	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630\text{А} \geq 371\text{А}$	РЕ19-39-31140-630А-УХЛ3
ТП2	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000\text{А} \geq 696,6\text{А}$	РЕ19-41-31140-1000А-УХЛ3
	С	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630\text{А} \geq 371\text{А}$	РЕ19-39-31140-630А-УХЛ3
ТП3	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630\text{А} \geq 518,2\text{А}$	РЕ19-39-31140-630А-УХЛ3
	С	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$400\text{А} \geq 261$	РЕ19-37-31140-400А-УХЛ3
ТП4	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000\text{А} \geq 823$	РЕ19-41-31140-1000А-УХЛ3
	С	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630\text{А} \geq 485$	РЕ19-39-31140-630А-УХЛ3
ТП5	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000\text{А} \geq 696,6\text{А}$	РЕ19-41-31140-1000А-УХЛ3
	С	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630\text{А} \geq 371\text{А}$	РЕ19-39-31140-630А-УХЛ3

Выбор трансформаторов тока производится по условиям:

$$\left. \begin{array}{l} U_{н.1} \geq U_{н.с} \\ I_{н.1} \geq I_{р.макс} \end{array} \right\} \quad (49)$$

где $U_{н.1}$, $I_{н.1}$ – соответственно номинальные первичный ток и напряжение трансформатора тока;

$I_{р.макс}$ – расчетный ток наиболее тяжелого послеаварийного режима в цепи аппарата, А.

Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к расчетному току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей ТТ.

Кроме названных условий, ТТ выбираются по конструкции, классу точности и допустимой вторичной нагрузке.

Таблица 2.27 – Определение нагрузки на вторичную обмотку ТТ

Оборудование	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ				
Амперметр	Э8030-M1	0,5	0,5	0,5

Чтобы трансформатор тока работал в своём классе точности, необходимо выполнение условия:

$$Z_{2н} \geq Z_2 \quad (50)$$

где $Z_{2н}$ – номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – фактическая вторичная нагрузка трансформаторов тока, состоящая из сопротивлений подключаемых приборов и соединительных проводов.

Определим сопротивления приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \text{ Ом} \quad (51)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность наиболее загруженной фазы, ВА;

$I_2 = 5\text{А}$ – вторичный номинальный ток трансформатора тока.

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом},$$

Минимальное допустимое сечение проводов, по условиям механической прочности, 4мм^2 – для алюминиевых жил и $2,5\text{мм}^2$ – для медных жил.

Активное сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho L}{S}, \text{ Ом} \quad (52)$$

где L – длина соединительных проводов, м;

S – сечение провода, мм^2 ;

ρ – удельное электрическое сопротивление материала провода, для алюминия – $0,0283 \text{ мм}^2\text{Ом/м}$, для меди – $0,0175 \text{ мм}^2\text{Ом/м}$.

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{2,5} = 0,042 \text{ Ом}$$

Сопротивление нагрузки будет равно, по формуле:

$$R_{\text{нагр}} = Z_2 \quad (53)$$

$$R_{\text{нагр}} = R_{\text{приб}} \cdot R_{\text{пров}} \cdot R_{\text{к}} \quad (54)$$

где $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов.

$$R_{\text{нагр}} = 0,042 + 0,1 + 0,024 = 0,166 \text{ Ом}$$

Выбираем трансформатор тока Т-0,66 5 ВА 0,5.

Таблица 2.28 – Выбор трансформатора тока

№ ТП		Условия выбора			Модель ТТ
		$U_{\text{н.л}} \geq U_{\text{н.с}}$	$I_{\text{н.л.}} \geq I_{\text{р.макс}}$	$Z_{2\text{н}} \geq Z_2$	
ТП1	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$800 \text{ А} \geq 696,6 \text{ А}$	$0,2 \text{ Ом} \geq 0,166 \text{ Ом}$	Т-0,66 5 ВА 0,5 800/5
ТП2	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$800 \text{ А} \geq 696,6 \text{ А}$	$0,2 \text{ Ом} \geq 0,166 \text{ Ом}$	Т-0,66 5 ВА 0,5 800/5
ТП3	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$600 \text{ А} \geq 518,2 \text{ А}$	$0,2 \text{ Ом} \geq 0,166 \text{ Ом}$	Т-0,66 5 ВА 0,5 600/5
ТП4	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000 \text{ А} \geq 823$	$0,2 \text{ Ом} \geq 0,166 \text{ Ом}$	Т-0,66 5 ВА 0,5 1000/5
ТП5	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$800 \text{ А} \geq 696,6 \text{ А}$	$0,2 \text{ Ом} \geq 0,166 \text{ Ом}$	Т-0,66 5 ВА 0,5 800/5

2.4 Разработка плана размещения оборудования

План размещения оборудования представлен в Приложении В.

2.5 Разработка плана электрических сетей

План электрических сетей представлен в Приложении Г.

Выводы по разделу 2.

Рассмотрение раздела позволило обосновать целесообразность выбранных схмотехнических решений, обеспечивающих надёжное функционирование объекта проектирования. Были выполнены следующие ключевые этапы:

1. Проведены расчёты электрических нагрузок всех подключаемых потребителей. Полная нагрузка микрорайона составила 2216,4 кВА. Эти показатели нагрузок будут использоваться для подбора необходимого электрооборудования подстанции. Количество трансформаторных подстанций составило 5 шт.

2. Осуществлён подбор коммутационного, защитного и распределительного оборудования согласно рассчитанным нагрузкам и требованиям нормативных документов. В кабельной линии 6 кВ используем трёхжильный алюминиевый кабель марки АПвБП, а в кабельной линии 0,4 кВ применяем четырёхжильный кабель с алюминиевыми жилами марки АПвБбШв.

3. Разработана оптимальная компоновка основного электрооборудования с учётом удобств эксплуатации, безопасности персонала и минимизации потерь энергии.

4. Спроектированы сети внутренней и внешней системы энергоснабжения с соблюдением норм пожарной безопасности, надёжности и экономичности.

Таким образом, выполненный комплекс работ обеспечивает возможность реализации качественного и надёжного проекта электроснабжения, соответствующего современным стандартам качества и безопасности.

Раздел 3. Расчёт и анализ аварийных режимов электропотребления

3.1 Обоснование и выбор точек и вида тока короткого замыкания

Расчет параметров цепи короткого замыкания необходим для дальнейшей проверки выбранных токоведущих частей и оборудования станции по режиму короткого замыкания на термическую и электродинамическую стойкость.

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение $U_{осн} = 1,05U_{ном.}$

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается напряжение $U_{осн} = 1,05U_{ном.}$

3.2 Расчёт токов короткого замыкания в выбранных точках

Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 6 кВ.

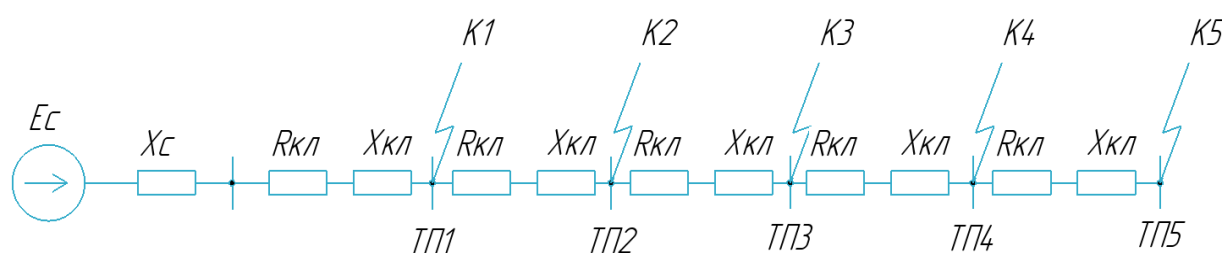


Рисунок 3.1.1 – Схема замещения для расчетов токов КЗ на стороне 6 кВ

Для примера рассмотрим расчёт токов коротких замыканий на высокой стороне ТП1.

Сопrotивление энергосистемы определим по выражению:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} I_{кз}^{(3)}} \quad (55)$$

$$X_c = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 12,6} = 0,29 \text{ Ом}$$

Определено полное сопротивление в точке КЗ:

$$Z = \sqrt{\left(\sum X_{\text{л}} \cdot X_{\text{сист}}\right)^2 + \left(\sum R_{\text{л}}\right)^2} \quad (56)$$

где, $\sum X_{\text{л}}$ и $\sum R_{\text{л}}$, Ом – суммарное активное и реактивное сопротивление провода до точки КЗ.

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l \quad (57)$$

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l \quad (58)$$

$$X_{\text{л}} = 0,098 \cdot 0,543 = 0,053 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{л}} = 0,268 \cdot 0,543 = 0,145 \text{ Ом}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot (\sum X_{\text{л}} \cdot X_{\text{сист}})^2 + (\sum R_{\text{л}})^2} \quad (59)$$

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot (0,053 \cdot 0,29)^2 + 0,145^2} = 9,3 \text{ кА}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{кз}}^{(3)} \quad (60)$$

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,3 = 8 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ следует определять по формуле:

$$i_{\text{уд}} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \quad (61)$$

$$i_{\text{уд}} = 1,26 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,3 = 16,57 \text{ кА}$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент тока КЗ;

$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$, кА – трехфазный ток КЗ.

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (62)$$

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/0,075} = 1,26$$

где T_a - постоянная времени затухания, определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (63)$$

$$T_a = \frac{343}{314 \cdot 0,145} = 0,075$$

Расчет для остальных участков сети 6 кВ производится аналогично, расчетные данные сводятся в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты расчета токов КЗ на шинах 6 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_{\text{КЗ}}(3)$ кА	$I_{\text{КЗ}}(2)$ кА	T_a	$k_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}$ кА
К1	ТП1	9,3	8	0,0075	1,26	16,57
К2	ТП2	8,8	7,1	0,0055	1,16	13,45
К3	ТП3	7,54	6,5	0,0047	1,12	11,94
К4	ТП4	7,2	6,2	0,0044	1,1	11,2
К5	ТП5	6,4	5,5	0,0037	1,06	9,59

Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 0,4 кВ.

При расчетах коротких замыканий в сетях 0,4кВ необходимо учитывать сопротивления трансформаторов тока, токовых катушек автоматических выключателей, сопротивления различных контактов и контактных соединений.

Расчет токов коротких замыканий будет производиться на шинах 0,4кВ расчетных ТП и в конце отходящих линий.

Для примера рассмотрим расчёт токов коротких замыканий на низкой стороне ТП1.

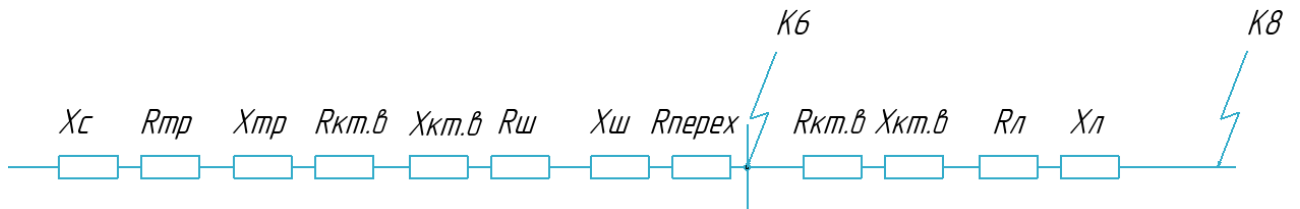


Рисунок 3.1.2 – Схема замещения для расчетов токов КЗ на стороне 0,4 кВ

Рассчитаем ток короткого замыкания для точки К6:

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.нн}}^2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.вн}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}} \quad (64)$$

где $U_{\text{ср.нн}}$, $U_{\text{ср.вн}}$ – среднее номинальное напряжение сети, подключённое к обмотке низшего и высшего напряжения, В;

$I_{\text{кз}}$ – действующее значение трехфазного тока у выводов обмотки высшего напряжения, кА.

$$X_c = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 6300 \cdot 9,3} = 1,65 \text{ мОм}$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_k}{S_{\text{н.тр.}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{нн.н}}^2}{S_{\text{н.тр.}}} \cdot 10^4 \quad (65)$$

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_k U_{\text{нн.н}}^2}{S_{\text{н.тр.}}^2} \cdot 10^6 \quad (66)$$

где $S_{\text{н.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{нн.н}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ.

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{6^2 - \left(\frac{100 \cdot 4,9}{400} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{400} \cdot 10^4 = 23,5 \text{ мОм}$$

$$R_{\text{тр}} = \frac{4,8 \cdot 0,4^2}{400^2} \cdot 10^6 = 4,9 \text{ мОм}$$

Активные сопротивления контактов и контактных соединений:

Переходное сопротивление принимается $R_{\text{перех}} = 15 \text{ мОм}$

Сопротивления трансформаторов тока учитываются только на токи до 500А.

Сопротивления катушек выключателей примем $R_{\text{кв}}=0,25\text{мОм}$, $X_{\text{кв}}=0,1\text{мОм}$

Сопротивление от выводов силового трансформатора до шин 0,4кВ ТП: $R_{\text{шин}}=0,118\text{мОм}$, $X_{\text{шин}}=0,137\text{мОм}$

Общее активное и индуктивное сопротивления находятся по формулам:

$$R_{1\Sigma} = R_{\text{тр}} + R_{\text{шин}} + R_{\text{перех}} + R_{\text{кв}} \quad (67)$$

$$X_{1\Sigma} = X_{\text{тр}} + X_{\text{шин}} + X_C + X_{\text{кв}} \quad (68)$$

$$R_{1\Sigma} = 4,9+15+0,25+0,118 = 20,268 \text{ мОм}$$

$$X_{1\Sigma} = 23,5+0,1+0,137+1,65=25,38 \text{ мОм}$$

Значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания, кА, в точке К1:

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (69)$$

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{20,268^2 + 25,38^2}} = 7,1 \text{ кА}$$

Значение периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания, кА, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{по}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{по}}^{(3)} \quad (70)$$

$$I_{\text{по}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 7,1 = 6,15 \text{ кА}$$

Значение периодической составляющей тока однофазного короткого замыкания, кА, можно рассчитать по формуле:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф}}}{Z_{\text{п}} + \frac{Z_{\text{т}}^{(1)}}{3}} \quad (71)$$

где $U_{\text{к}}$ – фазное напряжение в точке короткого замыкания, кВ;

$Z_{\text{п}}$ – полное сопротивление петли «фаза-нуль» до точки короткого замыкания, мОм;

$Z_{\text{т}}^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора однофазному короткому замыканию, мОм.

$$I_{\text{по}}^{(1)} = \frac{0,22}{33 + \frac{96}{3}} = 3,38 \text{ кА}$$

Расчет для остальных участков сети 0,4 кВ производится аналогично, расчетные данные сводятся в таблицу 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 - Результаты расчета токов КЗ в конце отходящей линии

Точка КЗ	Ипо(3) кА	Ипо(2) кА	Ипо(1) кА	Та	Куд	іуд кА
К8	6,9	5,9	2,27	0,0038	1,072	10,46
К9	7	6	3,3	0,0039	1,077	10,66
К12	6,9	5,9	2,25	0,0038	1,072	10,46
К13	7	6	3,3	0,0039	1,072	10,46
К16	4,6	3,9	1,9	0,0053	1,151	7,48
К19	9,5	8,2	2,7	0,0024	1,015	13,6
К20	9,6	8,3	3,9	0,0025	1,018	13,8
К23	6,8	5,8	2,28	0,0039	1,077	10,35
К24	6,9	5,9	3,3	0,004	1,082	10,55

Таблица 3.3 - Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ

Точка КЗ	Ипо(3) кА	Ипо(2) кА	Ипо(1) кА	Та	Куд	іуд кА
К6(К7)	7,1	6,15	3,38	0,004	1,08	10,8
К10(К11)	7,1	6,15	3,3	0,004	1,08	10,8
К14(К15)	4,66	4	2,1	0,005	1,135	7,38
К17(К18)	9,7	8,4	4,07	0,0025	1,02	13,9
К21(К22)	6,9	5,9	3,2	0,004	1,08	10,5

3.3 Проверка электрооборудования и проводников по условиям аварийных режимов электропотребления

На коммутационную способность разъединители не проверяются, проверка на термическую и электродинамическую стойкость проводится по условиям:

$$\left. \begin{aligned} B_K &\leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \\ i_y &\leq i_{\text{пр.скв}} \end{aligned} \right\} \quad (72)$$

где i_y – амплитудное значение ударного тока КЗ, кА;

$i_{\text{пр.скв}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ, кА;

$I_{\text{тер}}$ – паспортное значение тока термической стойкости, кА;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания тока термической стойкости, с;

B_K – расчетный тепловой импульс, определяемый по результатам расчетов тока КЗ.

$$B_K = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (73)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Таблица 3.4 – Проверка разъединителей

Условия проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
		РВЗ-10/400 –II УЗ
$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{н.с}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 179 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}$	$i_y = 16,57 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 51 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	$B_K = 9,3^2 \cdot 0,6 = 51,9 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{с}$

Разъединитель соответствует данным и может быть принят к установке. Данный разъединитель берем для остальных ТП. Он пройдет проверку, так как там меньшее электродинамическое и термическое воздействие токов КЗ.

Проверка выключателей нагрузки проводится на коммутационную способность, термическую и электродинамическую стойкость по условиям:

$$\left. \begin{aligned} B_K &\leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \\ i_y &\leq i_{\text{пр.скв}} \\ I_{\text{по}} &\leq I_{\text{вкл}} \end{aligned} \right\} \quad (74)$$

где $I_{п0}$ – значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$I_{вкл}$ – паспортное значение тока включения выключателя, кА.

Таблица 3.5 – Проверка выключателя нагрузки

Условия проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
		ВНРП - 10/400-20з УЗ
$U_{н.с} \leq U_{ном}$	$U_{н.с} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах} = 95,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 16,57 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 9,3^2 \cdot 0,6 = 51,9 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{с}$
$I_{п0} \leq I_{вкл}$	$I_{п0} = 9,3 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$

Выключатель нагрузки соответствует данным и может быть принят к установке. Данный выключатель берем для остальных ТП. Он пройдет проверку, так как там меньшее электродинамическое и термическое воздействие токов КЗ.

Проверка силового выключателя проводится на коммутационную способность, термическую и электродинамическую стойкость по условиям:

$$\left. \begin{aligned} B_k &\leq I_{тер}^2 t_{тер} \\ i_y &\leq i_{пр.скв} \\ I_{п0} &\leq I_{вкл} \end{aligned} \right\} \quad (75)$$

$$\left. \begin{aligned} I_{п0} &\leq I_{пр.с} \\ I_{пт} &\leq I_{отк} \\ i_{a.t} &\leq i_{a.н} \end{aligned} \right\} \quad (76)$$

где $I_{пр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ, кА;

$I_{отк}$ - паспортное значение тока отключения выключателя, кА;

$i_{a.н}$ – нормируемое значение апериодической составляющей тока КЗ, кА;

$i_{a.t}$ - расчетное значение апериодической составляющей тока КЗ, кА

Значение $i_{a.н}$ определяется по выражению:

$$i_{a.н} = \frac{\sqrt{2} \beta_{норм}}{100} I_{отк}, \quad (77)$$

где $\beta_{норм}$ – нормируемое содержание апериодической составляющей тока в

точке КЗ.

Значение $i_{a.t}$ определяется по выражению:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (78)$$

$$\tau = t_{p.з.min} + t_{o.в} \quad (79)$$

Таблица 3.6 – Проверка силового выключателя

Условия проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
		ВВ/TEL-10-12,5-630 А
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах.} = 179 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 16,57 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 32 \text{ кА}$
$I_{п0} \leq I_{пр.с}$	$I_{п0} = 9,3 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 12,5 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 9,3^2 \cdot 0,6 = 51,9 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{с}$
$I_{п0} \leq I_{вкл}$	$I_{п0} = 9,3 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$
$I_{пт} \leq I_{отк}$	$I_{пт} = 9,3 \text{ кА}$	$I_{отк} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{a.t} \leq i_{a.н}$	$i_{a.t} = 0,118 \text{ кА}$	$i_{a.н} = 7,07 \text{ кА}$

Таблица 3.7 – Проверка плавких предохранителей

Условия проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
ПКТ 102-6-50-12,5 УЗ		
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах.} = 45,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 50 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{отк}$	$I_{пт} = 9,3 \text{ кА}$	$I_{отк} = 12,5 \text{ кА}$
ПКТ 102-6-40-12,5 УЗ		
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах.} = 34 \text{ А}$	$I_{ном} = 40 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{отк}$	$I_{пт} = 7,54 \text{ кА}$	$I_{отк} = 12,5 \text{ кА}$
ПКТ 102-6-80-12,5 УЗ		
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах.} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах.} = 53,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 80 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{отк}$	$I_{пт} = 7,2 \text{ кА}$	$I_{отк} = 12,5 \text{ кА}$

Проверка автоматических выключателей проводится по условиям:

$$\left. \begin{array}{l} I_{кз}^{(3)} \leq I_{отк} \\ \frac{I_k^{(2)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25 \\ \frac{I_k^{(1)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25 \end{array} \right\} \quad (80)$$

где $I_{эм.р}$ - ток электромагнитного расцепителя, который равен $2I_{т.р}$

Таблица 3.8 – Проверка вводных и секционных автоматических выключателей

№ ТП		Условия выбора			
		$I_{н.а.} \geq I_p$	$I_{отк} \geq I(3)_{кз}$	$\frac{I_k^{(2)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25$	$\frac{I_k^{(1)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25$
ТП1	B1, B2	$1000A \geq 696,6A$	$33,5кА \geq 7,1кА$	$3,8 \geq 1,25$	$2,1 \geq 1,25$
	CB	$630A \geq 371A$	$33,5кА \geq 7,1кА$	$6,9 \geq 1,25$	$3,8 \geq 1,25$
ТП2	B1, B2	$1000A \geq 696,6A$	$33,5кА \geq 7,1кА$	$3,8 \geq 1,25$	$2 \geq 1,25$
	CB	$630A \geq 371A$	$33,5кА \geq 7,1кА$	$6,9 \geq 1,25$	$3,75 \geq 1,25$
ТП3	B1, B2	$630A \geq 518,2A$	$33,5кА \geq 4,66кА$	$3,1 \geq 1,25$	$1,6 \geq 1,25$
	CB	$400A \geq 261$	$33,5кА \geq 4,66кА$	$6,25 \geq 1,25$	$3,3 \geq 1,25$
ТП4	B1, B2	$1000A \geq 823$	$33,5кА \geq 9,7кА$	$4,2 \geq 1,25$	$2 \geq 1,25$
	CB	$630A \geq 485$	$33,5кА \geq 9,7кА$	$7 \geq 1,25$	$3,5 \geq 1,25$
ТП5	B1, B2	$1000A \geq 696,6A$	$33,5кА \geq 6,9кА$	$3,6 \geq 1,25$	$2 \geq 1,25$
	CB	$630A \geq 371A$	$33,5кА \geq 6,9кА$	$6,7 \geq 1,25$	$3,6 \geq 1,25$

Таблица 3.9 – Проверка автоматических выключателей отходящих линий

№ ТП	Наименование фидера КЛ-0,4 кВ	Условия выбора			
		$I_{отк} \geq I(3)_{кз}$	$I_{н.а.} \geq I_p$	$\frac{I_k^{(2)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25$	$\frac{I_k^{(1)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25$
ТП1	Фидер №1	$18кА \geq 6,9кА$	$250A \geq 209A$	$11,8 \geq 1,25$	$4,54 \geq 1,25$
	Фидер №2	$18кА \geq 7кА$	$630A \geq 485A$	$4,7 \geq 1,25$	$2,6 \geq 1,25$
	Фидер №3	$18кА \geq 6,9кА$	$250A \geq 209A$	$11,8 \geq 1,25$	$4,54 \geq 1,25$
	Фидер №4	$18кА \geq 7кА$	$630A \geq 485A$	$4,7 \geq 1,25$	$2,6 \geq 1,25$
ТП2	Фидер №1	$18кА \geq 6,9кА$	$250A \geq 209A$	$11,8 \geq 1,25$	$4,5 \geq 1,25$
	Фидер №2	$18кА \geq 7кА$	$630A \geq 485A$	$4,7 \geq 1,25$	$2,6 \geq 1,25$
	Фидер №3	$18кА \geq 6,9кА$	$250A \geq 209A$	$11,8 \geq 1,25$	$4,5 \geq 1,25$
	Фидер №4	$18кА \geq 7кА$	$630A \geq 485A$	$4,7 \geq 1,25$	$2,6 \geq 1,25$
ТП3	Фидер №1	$18кА \geq 4,6кА$	$630A \geq 512A$	$3,1 \geq 1,25$	$1,5 \geq 1,25$
	Фидер №2	$18кА \geq 4,6кА$	$630A \geq 512A$	$3,1 \geq 1,25$	$1,5 \geq 1,25$
ТП4	Фидер №1	$18кА \geq 9,5кА$	$400A \geq 337,5A$	$10,25 \geq 1,25$	$3,3 \geq 1,25$
	Фидер №2	$18кА \geq 9,6кА$	$630A \geq 485A$	$6,5 \geq 1,25$	$3,1 \geq 1,25$
	Фидер №3	$18кА \geq 9,5кА$	$400A \geq 337,5A$	$10,25 \geq 1,25$	$3,3 \geq 1,25$
	Фидер №4	$18кА \geq 9,6кА$	$630A \geq 485A$	$6,5 \geq 1,25$	$3,1 \geq 1,25$
ТП5	Фидер №1	$18кА \geq 6,8кА$	$250A \geq 209A$	$11,6 \geq 1,25$	$4,56 \geq 1,25$
	Фидер №2	$18кА \geq 6,9кА$	$630A \geq 485A$	$5,4 \geq 1,25$	$2,6 \geq 1,25$
	Фидер №3	$18кА \geq 6,8кА$	$250A \geq 209A$	$11,6 \geq 1,25$	$4,56 \geq 1,25$
	Фидер №4	$18кА \geq 6,9кА$	$630A \geq 485A$	$5,4 \geq 1,25$	$2,6 \geq 1,25$

Условия проверки разъединителей 0,4 кВ аналогичны условиям проверки разъединителей 6 кВ.

Таблица 3.10 – Проверка разъединителей в вводных и секционных панелях

№ ТП		Условия выбора			
		$U_H \geq U_{H.c}$	$I_{H.a.} \geq I_p$	$i_d \geq i_y$	$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$
ТП1	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000 \text{ А} \geq 696,6 \text{ А}$	$100 \text{ кА} \geq 10,8 \text{ кА}$	$324 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 2,2$
	С	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630 \text{ А} \geq 371 \text{ А}$	$32 \text{ кА} \geq 10,8 \text{ кА}$	$289 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 2,2$
ТП2	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000 \text{ А} \geq 696,6 \text{ А}$	$100 \text{ кА} \geq 10,8 \text{ кА}$	$324 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 2,2$
	С	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630 \text{ А} \geq 371 \text{ А}$	$32 \text{ кА} \geq 10,8 \text{ кА}$	$289 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 2,2$
ТП3	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630 \text{ А} \geq 518,2 \text{ А}$	$32 \text{ кА} \geq 7,38 \text{ кА}$	$289 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 1$
	С	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$400 \text{ А} \geq 261$	$26 \text{ кА} \geq 7,38 \text{ кА}$	$289 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 1$
ТП4	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000 \text{ А} \geq 823$	$100 \text{ кА} \geq 13,9 \text{ кА}$	$324 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 4$
	С	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630 \text{ А} \geq 485$	$32 \text{ кА} \geq 13,9 \text{ кА}$	$289 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 4$
ТП5	В1, В2	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$1000 \text{ А} \geq 696,6 \text{ А}$	$100 \text{ кА} \geq 10,5 \text{ кА}$	$324 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 2,1$
	С	$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}$	$630 \text{ А} \geq 371 \text{ А}$	$32 \text{ кА} \geq 10,5 \text{ кА}$	$289 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 2,1$

Проверка сечений кабельных линий 6 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

При проверке выбранной кабельной линии на воздействие токов КЗ по термической стойкости, необходимо определить минимальное сечение кабеля, которое должно быть меньше сечения выбранного для данного кабеля.

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (81)$$

где C – переходная функция, принимаемая в зависимости от типа кабеля $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$
 B_k – расчетный тепловой импульс, $\text{кА}^2 \text{с}$

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (82)$$

где I_k – аварийный ток кз, кА

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з., с

$t_{откл}$ – полное время отключения короткого замыкания, с

$$t_{откл} = t_{o.b} + t_{p.з} \quad (83)$$

где $t_{o.b.}$ – полное время отключения выключателя, с

$t_{p.з.}$ – время действия релейной защиты, с

Таблица 3.11 – Проверка КЛ 6кВ на термическую стойкость

Участок КЛ	Предварительно выбранное сечение	Тепловой импульс W_k , $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$	Минимальное сечение по термической стойкости $S_{\min}$, мм^2	Результат
ПС-ТП1	3х70	28,75	59,58	проходит
ТП1-ТП2	3х70	25,59	56	проходит
ТП2-ТП3	3х70	18,74	48	проходит
ТП3-ТП4	3х70	17,1	46	проходит
ТП4-ТП5	3х70	13,46	40,76	проходит

Выводы по разделу 3.

Рассчитаны максимальные значения токов короткого замыкания, необходимые для проверки устойчивости и работоспособности оборудования в экстремальных режимах. Произведена проверка оборудования и электрических линий на предмет соответствия нормативным требованиям и выдерживаемым перегрузкам при возникновении аварийных условий.

Выполненная работа позволяет обеспечить безопасность функционирования электроустановок, минимизировать риски повреждения оборудования и повысить общую надежность системы электроснабжения.

Раздел 4. Выбор средств релейной защиты и противоаварийной автоматики

4.1 Обоснование и выбор средств релейной защиты и противоаварийной автоматики

Питание новых потребителей района города Лысьва, осуществляется кабельными линиями 6 кВ. Защита данных линий осуществляется микропроцессорными терминалами Micom P123.

Защита от КЗ элементов сети 6кВ распределительных сетей осуществляется преимущественно с помощью токовых защит.

Токовые защиты подразделяются на ТО и МТЗ. ТО и МТЗ различаются между собой способом обеспечения селективности. Селективность МТЗ достигается с помощью выдержек времени, а ТО – выбором тока срабатывания.

4.2 Расчет уставок средств релейной защиты и противоаварийной автоматики

Расчет уставок токовой отсечки линии

По условию отстройки от трехфазных КЗ в конце линии ток срабатывания токовой отсечки (ТО) $I_{\text{ТО.с.з.}}$, А., вычисляют по формуле:

$$I_{\text{ТО.с.з.}} = k_{\text{н.}} \cdot I_{\text{КЗ макс}}^3, \quad (84)$$

где $k_{\text{н.}}$ – коэффициент надежности для цифровых терминалов принимается равным в пределах 1,1-1,15;

$I_{\text{КЗ макс}}^{(3)}$ – максимальное значение тока трехфазного КЗ в максимальном режиме системы в конце линии, А.

$$I_{\text{ТО.с.з.}} = 1,1 \cdot 9,3 = 10,23 \text{ кА}$$

На линии, по которой питается несколько трансформаторов, следует проверить надежность отстройки ТО линии от броска тока намагничивания (БТН) всех трансформаторов, подключенных к защищаемой линии.

По условию отстройки от БТН силовых трансформаторов ток срабатывания ТО $I_{ТО \text{ с.з.}}$, А., вычисляются по формуле:

$$I_{ТО \text{ с.з.}} = k_{\text{БТН}} \cdot \sum I_{\text{ном.тр}}, \quad (85)$$

$$I_{ТО \text{ с.з.}} = 7 \cdot 179 = 1252,4 \text{ А}$$

где $k_{\text{БТН}} = 7$ – коэффициент броска тока намагничивания;

$\sum I_{\text{ном.тр}}$ – сумма номинальных токов всех трансформаторов, питающихся по линии, А.

Согласно Приказу Министерства энергетики РФ от 10 июля 2020 г. № 546 коэффициент чувствительности определяется при трехфазном КЗ по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мах}}^{(3)}}{I_{ТО \text{ с.з.}}} \geq 1,2 \quad (86)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{12,685}{10,23} = 1,25 \geq 1,2$$

Принимается ток срабатывания ТО $I_{ТО \text{ с.з.}} = 10,23 \text{ кА}$, время срабатывания ТО $t=0 \text{ с}$.

Применение ТО позволяет уменьшить время отключения близких КЗ, тем самым уменьшая нагрев кабельной линии при КЗ.

Расчет уставок максимальной токовой защиты линии

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки:

$$I_{\text{МТЗ с.з.}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп.}}}{k_{\text{в.}}} I_{\text{раб.мах}}, \quad (87)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимается в пределах 1,1-1,15;

$k_{\text{в.}}$ – коэффициент возврата, для цифровых терминалов рекомендуется приниматься – 0,95;

$k_{\text{сзп.}}$ – коэффициент самозапуска рекомендуется приниматься в пределах 1,2-1,3;

$I_{\text{раб.мах}}$ - максимальный рабочий ток защищаемой линии, А;

$$I_{\text{МТЗ с.з.}} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 179 = 269,4 \text{ А}$$

По условию согласования с плавкими вставками предохранителей трансформаторов ток срабатывания МТЗ выбрать по формуле:

$$I_{\text{МТЗ с.з.}} = k_{\text{отс}} \cdot (k'_{\text{отс}} \cdot I_{\text{вс.ном.макс}} + \Sigma I_{\text{раб.макс}}), \quad (88)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$k'_{\text{отс}} = 2$ - коэффициент отстройки от номинального тока плавкой вставки предохранителя;

$I_{\text{вс.ном. макс}}$ – наибольший из номинальных токов плавких вставок предохранителей, А;

$\Sigma I_{\text{раб.макс}}$ – суммарный ток нагрузки неповрежденных элементов.

$$I_{\text{МТЗ с.з.}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 80 + 170,67) = 429,8 \text{ А}$$

В качестве тока срабатывания МТЗ выбрать наибольшее из полученных значений $I_{\text{МТЗ с.з.}} = 429,8 \text{ А}$.

Требуется рассчитать выдержку времени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой.

При токе $I_{\text{МТЗ сз}}$ плавкая вставка плавится за 5 с, поэтому необходимо увеличить ток срабатывания МТЗ для уменьшения выдержки времени. Для обеспечения времени срабатывания около 0,5 с принять ток срабатывания МТЗ $I_{\text{МТЗ сз}} = 800 \text{ А}$.

Выдержку времени МТЗ с независимой характеристикой выбирают по условию согласования с плавкой вставкой предохранителя ПКТ 80:

- время плавления плавкой вставки предохранителя при токе срабатывания МТЗ 800 А $t_{\text{вс}} = 0,1 \text{ с}$;

- степень селективности Δt , с:

$$\Delta t = \frac{\varepsilon_1}{100} t_1 + \frac{\varepsilon_2}{100} t_1 + t_{\text{зап}} + t_{\text{дуги}}, \quad (89)$$

где $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ – погрешность срабатывания по времени защиты при токе согласования, %;

t_1 – выдержка времени защиты 1 при токе согласования, с.;

$t_{\text{зап}}$ – необходимое время запаса, с.

$$\Delta t = 0,03 + 0,2 + 0,1 + 0,1 = 0,43 \text{ с}$$

время срабатывания МТЗ, с:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{вс}} + \Delta t \quad (90)$$

$$t_{\text{сз}} = 0,1 + 0,43 = 0,53 \text{ с}$$

Определяем коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ в основной зоне действия защиты (точка КЗ с наименьшим током КЗ) по выражению:

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{МТО с.з.}}} \geq 1,5 \quad (91)$$

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{5,5}{0,6136} = 9 \geq 1,5$$

Определяем коэффициенты чувствительности при двухфазном КЗ в зоне резервирования по условию:

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{6,1}{0,6136} = 10 \geq 1,2$$

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{6,1}{0,6136} = 10 \geq 1,2$$

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{3,9}{0,6136} = 6,5 \geq 1,2$$

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{8,3}{0,6136} = 13,7 \geq 1,2$$

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{5,8}{0,6136} = 9,6 \geq 1,2$$

4.3 Учет электрической энергии

Учёт электроэнергии осуществляется специальными устройствами — счётчиками активной и реактивной энергии. Современные цифровые приборы позволяют передавать данные дистанционно и автоматически формировать отчёты о потреблении.

Основные критерии выбора приборов учёта:

1. Класс точности (обычно не ниже класса 0,5S).
2. Возможность интеграции в автоматизированные системы управления.
3. Надёжность и долговечность.

На подстанциях будут применены электронные многотарифные счётчики МЕРКУРИЙ 230 ART с интерфейсом RS-485 для удалённого сбора показаний.

4.4 Проектные решения по автоматизации и диспетчеризации объекта

Современный жилой комплекс должен обладать эффективной системой автоматического контроля и управления параметрами электроснабжения, способствующей повышению комфорта жильцов, снижению затрат на эксплуатацию и предотвращению аварийных ситуаций.

Решения по автоматизации:

1. Система мониторинга и диагностики: Установка датчиков, измеряющих основные параметры сети (напряжение, силу тока, частоту, мощность). Эти датчики передают информацию на центральный пункт диспетчеризации.
2. Автоматизированная защита оборудования: Применение защитных реле и автоматических выключателей, срабатывающих при отклонениях показателей от допустимых значений. Например, расцепители максимального тока автоматически отключают сеть при коротком замыкании.
3. Оптимизация режима нагрузки: Использование интеллектуальных алгоритмов балансировки нагрузок между источниками питания и секциями дома, снижение рисков перегрузки и повышение стабильности электроснабжения.

4. Интеграция с системой «Умный дом»: Возможность централизованного дистанционного управления освещением, климатическими установками и бытовыми приборами через мобильное приложение или веб-интерфейс.

5. Модуль удаленного обслуживания: Реализация функционала, позволяющего обслуживающим компаниям оперативно получать уведомления о сбоях и неполадках, снижая затраты на ремонт и обслуживание.

Диспетчеризация электроснабжения жилого комплекса

Компоненты системы диспетчеризации:

1. Центральный сервер сбора данных: обрабатывает поступающую информацию от контроллеров и датчиков, хранит данные и формирует отчеты.

2. Интерфейсы операторов: специальные панели и экраны, отображающие состояние каждой секции электроснабжения, визуализацию изменений и события тревог.

3. Средства связи: каналы связи (локальные сети Ethernet, Wi-Fi, GSM/GPRS), позволяющие передавать данные с удалённых узлов в центральную диспетчерскую систему.

4. Резервные источники питания: аккумуляторные батареи или генераторы, поддерживающие работу системы диспетчеризации даже при перебоях основной сети.

Применение автоматизированных систем и диспетчерских технологий существенно повышает эффективность управления жилым комплексом, снижает потребление ресурсов и увеличивает срок службы оборудования. Грамотно спроектированная система автоматизации позволит сделать проживание комфортным и безопасным, снизив нагрузку на персонал и сократив расходы на техническое обслуживание и электроэнергию.

Выводы по разделу 4.

В данном разделе выполнены обоснованные технические решения по выбору и настройке средств релейной защиты и противоаварийной автоматики для обеспечения устойчивого функционирования электросети микрорайона «Травянка». Проведен детальный расчёт необходимых уставок для установленных приборов релейной защиты, которые обеспечивают своевременное отключение поврежденных участков сети и предотвращают распространение аварийных состояний. Также разработаны эффективные проектные решения по автоматизации и диспетчерскому управлению системой электроснабжения, позволяющие централизованно контролировать работу оборудования и оперативно реагировать на возникающие неисправности. Эти меры повышают общую устойчивость и надежность электроснабжения комплекса, минимизируя риск длительных перерывов подачи электроэнергии и обеспечивая комфортные условия проживания населения.

Раздел 5. Безопасность жизнедеятельности

Для обеспечения электробезопасности и правильной организации системы электроснабжения жилого микрорайона необходимо строго руководствоваться действующими нормативными документами, стандартами и техническими регламентами.

1. СП 31-110-00 «Правила устройства электроустановок (ПУЭ)» Основной нормативный документ, содержащий требования к проектированию, монтажу, эксплуатации и ремонту электроустановок. Включает разделы по обеспечению электробезопасности, заземлению, уравниванию потенциалов, защитным мероприятиям.

2. СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства жилых и общественных зданий» Регламентирует требования к проектированию и эксплуатации электроустановок в жилых комплексах, включая параметры защиты от поражения электрическим током.

3. Федеральный закон №123-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» Обеспечивает правовые основы для безопасной эксплуатации зданий, в том числе электроснабжения.

4. ГОСТ Р 50571.1-2014 «Электроустановки зданий. Часть 1. Общие требования» Стандарт, регулирующий общие принципы проектирования и эксплуатации электросетей, меры по обеспечению электробезопасности.

5. СП 256.1325800.2016 «Правила устройства электроустановок жилых зданий» Конкретизирует требования к электроснабжению жилых комплексов, включая защиту от поражения током, заземление, защитные меры.

6. Федеральный закон от 30.12.2001 № 184-ФЗ "Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний"

Регламентирует обеспечение безопасных условий труда.

7. Трудовой кодекс Российской Федерации (ТК РФ) Статьи, связанные с охраной труда, обязанностями работодателя по обеспечению безопасных условий, инструктажами и т.п.

8. Федеральный закон от 28.12.2013 № 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" Важен для оценки условий труда обслуживающего персонала.

9. Приказы Минэнерго России и Ростехнадзора. Регламентируют порядок выполнения работ, требования к квалификации и инструктажу персонала.

10. Инструкции по охране труда при эксплуатации электросетей. Разрабатываются на предприятии, соответствующие федеральным и отраслевым стандартам.

11. Положения и инструкции по электробезопасности. Обязательны для работников, обслуживающих электросети и электрооборудование.

12. СанПиН 2.2.4.1384-03 "Гигиенические требования к условиям труда при эксплуатации электроустановок". Регламентируют гигиенические требования к условиям труда обслуживающего персонала.

13. Пожарные нормативы. Регламентируют противопожарные меры при проектировании и эксплуатации электросетей.

Обеспечение безопасности обслуживающего персонала — важнейшая составляющая проектирования и эксплуатации систем электроснабжения. Правильное применение технических средств защиты и организационных мер позволяет минимизировать риск поражения электрическим током и обеспечить безопасные условия труда.

Технические решения:

1. Отключение подачи электричества на участок, предназначенный для ремонтных работ, принятие мер по предотвращению случайного возобновления подачи электроэнергии;

2. Установление временных защитных ограждений и размещение предупредительных плакатов с надписью «Не включать — работают люди»;

3. Подключение переносного заземлителя, проведение контроля отсутствия напряжения на токопроводящих элементах, подлежащих обязательному заземлению;

4. Осуществление наложения заземляющих элементов (только после подтверждения отсутствия напряжения);

5. Ограждение рабочего пространства и вывешивание информационных плакатов «Работать здесь».

Организационные мероприятия:

1. Определение лиц, несущих ответственность за обеспечение безопасного ведения работ;
2. Оформление документации на проведение работ посредством нарядов-допусков либо специальных распоряжений;
3. Оформление допуска к работе;
4. Постоянный контроль и наблюдение за сотрудниками непосредственно в процессе выполнения ими рабочих операций;
5. Оформление перерывов в работе, а также переводов бригады на другие рабочие участки;
6. Документальное подтверждение завершения выполненных работ.

Огромное внимание уделяют мерам предупреждения пожаров на энергетических объектах. Для ограничения распространения пожара используют общие и локальные огнезащитные барьеры, изготовленные из негорючих материалов.

Помещения, содержащие электрическое оборудование, оборудуются средствами борьбы с огнем, среди которых:

1. Углекислотные огнетушители модели ОУ-5 – 4 шт;
2. Ящики для песка – 2 шт.;
3. Противопожарный щит, содержащий инструменты и материалы для ликвидации возгораний – 1 шт.

Для повышения уровня электробезопасности необходимо осуществлять надежное заземление всех частей электрического оборудования, которые обычно не находятся под воздействием напряжения, однако потенциально могут попасть под напряжение вследствие нарушения изоляции.

Заземление КТП 6/0,4 кВ.

Заземление – это комплекс мероприятий, проводимых с целью защиты людей и электроустановок, заключающийся в соединении различных частей

электрооборудования с землей.

Заземление бывает:

1. Рабочее заземление - заземление точки или точек токоведущих частей электроустановки, выполняемое для обеспечения её работы (не в целях электробезопасности).

2. Защитное заземление - заземление, выполняемое в целях электробезопасности. Оно обеспечивает защиту электроустановки и оборудования, а также людей от воздействия опасных напряжений и токов, которые могут возникнуть при поломках и неправильной эксплуатации техники.

В данной работе необходимо выбрать размеры и форму заземлителя для новых трансформаторных подстанций и рассчитать его сопротивление.

Так как заземляющее устройство КТП будет одновременно использоваться для защиты сетей выше 1 кВ и изолированной нейтралью и до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, то сопротивление заземлителя, согласно ПУЭ, должно быть не больше 4 Ом.

Для КТПВ расположенных в подвальных помещениях жилых домов будет применен линейный контур заземления, расположенный вдоль фундамента дома на расстоянии 1 метра от него. Для отдельно стоящей КПП будет применен замкнутый контур заземления вокруг площади занимаемой подстанцией.

Для строительства контура защитного заземления КТПВ используем:

для вертикального заземлителя металлические стержни, длиной $l = 5$ м, с диаметром стержня $d = 0,016$ м;

для горизонтального заземлителя стальную полосу с шириной 40 мм и толщиной 4 мм;

глубину заложения полосы $h = 0,7$ м;

длина полосы 31 м;

удельное сопротивление грунта места расположения КТП – $\rho = 100$ Ом/м;

Сопротивление горизонтального электрода:

$$R_{\text{гор}} = \frac{\rho}{2\pi L_{\text{гор}}} \cdot \ln \frac{2L_{\text{гор}}^2}{b \cdot h} \quad (92)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

b - ширина полосы горизонтального электрода, м;

h - средняя глубина погружения электрода от поверхности земли, м;

$L_{\text{гор}}$ - длина горизонтального электрода, м.

$$R_{\text{гор}} = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 31} \cdot \ln \frac{2 \cdot 31^2}{0,04 \cdot 0,7} = 5,56 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикального электрода:

$$R_{\text{верт}} = \frac{\rho}{2\pi L_{\text{верт}}} \left(\ln \frac{2L}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4t + L}{4t - L} \right) \quad (93)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

d - диаметр вертикального электрода, м;

t – заглубление, расстояние от поверхности до заземлителя, м;

$L_{\text{верт}}$ - длина вертикального электрода, м.

$$R_{\text{верт}} = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,016} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 21,76 \text{ Ом}$$

$$t = \frac{L}{2} + h \quad (94)$$

t – средняя глубина погружения электрода от поверхности земли, м

$$t = \frac{5}{2} + 0,7 = 3,2 \text{ м}$$

Полное сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{\text{зз}} = \frac{1}{k_{\text{исп}} \sum_{i=1}^n \frac{n_i}{R_i}} \quad (95)$$

где n – количество комплектов;

$k_{\text{исп}}$ – коэффициент использования.

$$R_{\text{зз}} = \frac{1}{0,78 \left(\frac{1}{5,56} + \frac{4}{21,76} \right)} = 3,54 \leq 4 \text{ Ом}$$

Для строительства контура защитного заземления БКТП используем:

для вертикального заземлителя металлические стержни, длиной $l = 3$ м,
с диаметром стержня $d = 0,016$ м;

для горизонтального заземлителя стальную полосу с шириной 40 мм и
толщиной 4 мм;

глубину заложения полосы $h = 0,7$ м;

длина полосы равняется периметру КТП с размерами 8×5 м;

удельное сопротивление грунта места расположения КТП – $\rho = 100$
Ом/м;

Расчет сопротивления заземляющего устройства для БКТП:

Сопротивление горизонтального электрода определяется по формуле 92:

$$R_{\text{гор}} = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 38} \cdot \ln \frac{2 \cdot 38^2}{0,04 \cdot 0,7} = 4,8 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикального электрода определяется по формуле 93:

$$R_{\text{верт}} = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,016} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 33,3 \text{ Ом}$$

Среднюю глубину погружения электрода от поверхности земли найдем по формуле 94:

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 2,2 \text{ м}$$

Полное сопротивление заземляющего устройства найдем по формуле 95:

$$R_{\text{зу}} = \frac{1}{0,78 \left(\frac{1}{4,9} + \frac{4}{21,76} \right)} = 3,88 \leq 4 \text{ Ом}$$

Выводы по разделу 5.

В данном разделе были приведены действующие нормативные документы, стандарты и технические регламенты по электробезопасности.

Важнейшей задачей является обеспечение безопасности сотрудников, занятых монтажом, эксплуатацией и ремонтом электрических установок.

Надежное заземление всех металлических частей электрооборудования снижает вероятность возникновения аварийных ситуаций. Выбор размеров и формы заземлителя должен обеспечивать требуемые значения сопротивления (до 4 Ом), установленные ПУЭ.

Разработанная схема защитного заземления трансформаторных подстанций позволит обеспечить электробезопасность обслуживающего персонала и исключить вероятность случайного поражения электрическим током. Таким образом, правильный выбор технических решений и соблюдение нормативных документов являются ключевыми факторами безопасной эксплуатации электросети и минимизации рисков несчастных случаев и чрезвычайных происшествий.

Раздел 6. Технико-экономическое обоснование проекта

6.1 Расчет капиталовложений

Для системы электроснабжения жилого района:

$$K = K_{л\Sigma} + K_{об\Sigma}, \quad (96)$$

где $K_{л\Sigma}$ – капиталовложения на сооружения питающих линий, тыс. руб;

$K_{об\Sigma}$ – капиталовложение на электрооборудование, тыс. руб

Расчет капиталовложений на сооружения питающих линий

$$K_{л\Sigma} = \Sigma(L_{кл.6} \cdot K_{кл.6}) + L_{кл.6} \cdot K_{к.сооруж} + \Sigma(L_{кл.0,4} \cdot K_{кл.0,4}) + L_{кл.0,4} \cdot K_{к.сооруж}, \quad (97)$$

где $L_{кл.6}$, $L_{кл.0,4}$ - длина кабельной линии 6кВ и 0,4кВсоответственно, м;

$K_{кл.6}$, $K_{кл.0,4}$ - укрупненный норматив цены кабельной линии 6кВ и 0,4 кВ в котором учтены стоимость кабеля с учетом 10% запаса, стоимость кабельной арматуры (концевых и соединительных муфт), стоимость строительно-монтажных работ по прокладке кабеля (в том числе прокладка по металлоконструкциям) и установке кабельной арматуры, а также сопутствующие затраты, тыс.руб./м;

$K_{к. сооруж}$ - укрупненный норматив цены кабельных сооружений, в котором учтены стоимость строительно-монтажных работ для прокладки кабелей с учетом стоимости материалов, а также сопутствующие затраты, тыс. руб./м.

$$K_{л\Sigma} = 7723,45 + 30110,16 + 1024,6 + 368,55 = 39226,76 \text{ тыс. руб}$$

Расчет капиталовложения на оборудование

$$K_{\Sigma об} = K_{КТП} + K_T, \quad (98)$$

где $K_{КТП}$ – укрупненный норматив цены КТП в котором учтены стои-

мость оборудования (КТП, в том числе КТП встроенного типа, приборы измерения, линейный разъединитель, силовые сборки), стоимость строительно-монтажных работ с учетом стоимости используемого материала (устройство фундаментов, монтаж здания с инженерными системами, устройство заземления), стоимость подготовки и устройства территории, а также сопутствующие затраты, тыс.руб;

K_T - укрупненный норматив цены трансформатора в котором учтены стоимость оборудования стоимость строительно-монтажных работ с учетом стоимости используемого материала (устройство фундамента, опорных стоек и металлоконструкций, порталов, ошиновки, кабельного хозяйства, заземления, маслоприемника, маслосборника, системы пожаротушения), затраты на оценку соответствия средств защиты информации, применяемых для обеспечения безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры, требованиям по безопасности, а также сопутствующие затраты, тыс. руб.

$$K_{\Sigma об} = 77090,76 + 22278,64 = 99369,4 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, общая стоимость капиталовложений будет равна:

$$K = 39226,76 + 99369,4 = 138596,16 \text{ тыс. руб.}$$

6.2 Расчет эксплуатационных затрат

В общем виде расчетная формула эксплуатационных издержек имеет вид:

$$I_{\Sigma} = I_a + I_{об} + I_{пэ} + I_{пр}, \quad (99)$$

где I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_{об}$ – издержки на обслуживание электрических сетей, тыс. руб.;

$I_{пэ}$ – издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.;

$I_{пр}$ – прочие издержки, тыс. руб.

Определим ежегодные амортизационные издержки:

$$I_{ам} = K \cdot \alpha_{ам} \quad (100)$$

$$I_{ам} = 138596,16 \cdot 0,05 = 6\,929,81 \text{ тыс. руб.}$$

$\alpha_{ам}$ – нормы амортизационных отчислений, которые определяются по формуле, если известен срок службы оборудования:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (101)$$

$$\alpha_{ам} = 1 / 20 = 0,05$$

Издержки на ремонт и техническое обслуживание:

$$И_{об} = K \cdot \alpha_{экс}, \quad (102)$$

$\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт.

$$\alpha_{экс} = 0,041.$$

$$И_{об} = 138596,16 \cdot 0,041 = 5\,682,44 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на потерю электроэнергии (состоят из величины потерь и их стоимости):

$$И_{пэ} = И_{пл} + И_{пт}, \quad (103)$$

где $И_{пл}$ – затраты на потери электроэнергии в линиях электропередач, тыс. руб.;

$И_{пт}$ – затраты на потери электроэнергии в трансформаторах, тыс. руб.

Затраты на потери электроэнергии в линиях электропередач рассчитываются по формуле:

$$И_{пл} = \Delta W_{л} + З_{пл}, \quad (104)$$

где $З_{пл}$ – удельные затраты потерь в проводах линий электропередачи, руб./кВт·ч ($З_{пл} = 0,001 \text{ руб./кВт·ч}$);

$\Delta W_{\text{л}}$ – потери электроэнергии в линиях электропередачи, кВт·ч;

$$\Delta W_{\text{л}} = (\Delta P_{\text{л}} + K_{\text{э}} \cdot \Delta Q_{\text{л}}) \cdot \tau, \quad (105)$$

$\Delta P_{\text{л}}$ - потери активной мощности, кВт;

$K_{\text{э}}$ – экономический эквивалент, который показывает, сколько киловатт нужно для производства и распределения 1 квар ($K_{\text{э}} = 0,12$);

$\Delta Q_{\text{л}}$ – потери реактивной мощности, квар;

τ – время максимальных потерь, ч.

$$\tau = (0,124 + T/1000)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5750/10000)^2 \cdot 8760 = 4280 \text{ ч},$$

где T – время использования максимальной нагрузки ($T = 5750$ ч).

Потери активной мощности:

$$P_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{макс}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot r \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (106)$$

где $S_{\text{макс}}$ – максимальная мощность расчетного участка линии, кВт·А;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии электропередачи, кВ;

r – активное сопротивление одного километра провода линии, Ом/км (таблица 6.1);

l – длина линии электропередачи с данной нагрузкой и проводом данного сечения, км (таблица 6.1).

Потери реактивной мощности:

$$Q_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{р}}}{U} \right)^2 \cdot x \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (107)$$

x – индуктивное сопротивление одного километра линии, Ом/км (таблица 6.1).

Таблица 6.1 - Результат расчета потерь активной и реактивной мощности

Участок сети	S _p ,кВА	Длина участка l, км	Сопротивление, Ом/км		U, кВ	Р _л , кВт	Q _л , квар
			г	х			
ТП1							
ВРУ 3	137,5	0,065	0,206	0,079	0,4	1,582	0,607
ВРУ4.1	106,27	0,01	0,078	0,047		0,055	0,033
ВРУ4.2	212,57	0,01	0,078	0,047		0,220	0,133
ТП2							
ВРУ 1	137,5	0,066	0,206	0,079	0,4	1,607	0,616
ВРУ2.1	106,27	0,01	0,078	0,047		0,055	0,033
ВРУ2.2	212,57	0,01	0,078	0,047		0,220	0,133
ТП3							
ВРУ 5.1	168,38	0,055	0,078	0,047	0,4	0,760	0,458
ВРУ5.2	168,38	0,055	0,078	0,047		0,760	0,458
ТП4							
ВРУ 8	318,8	0,01	0,078	0,047	0,4	0,495	0,299
ВРУ9	222	0,066	0,16	0,078		3,253	1,586
ТП5							
ВРУ 7	137,5	0,064	0,206	0,079	0,4	1,558	0,597
ВРУ6.1	106,27	0,01	0,078	0,047		0,055	0,033
ВРУ6.2	212,57	0,01	0,078	0,047		0,220	0,133
Итого:						10,841	5,118

Подставим в формулу 108 найденные значения потерь активной и реактивной мощности из таблицы 6.1 и посчитаем затраты на потери электроэнергии в линиях электропередач (формула 109):

$$\Delta W_{\text{л}} = (10,841 + 0,12 \cdot 5,118) \cdot 4280 = 49\,028 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$I_{\text{пл}} = 49028 \cdot 0,001 = 49,028 \text{ тыс. руб.}$$

Далее рассчитаем затраты на потери электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{пт}} = \Delta W_{\text{пт}} \cdot Z_{\text{пт}}, \quad (108)$$

где $Z_{\text{пт}}$ – удельные затраты потерь в трансформаторах, руб./кВт·ч ($Z_{\text{пл}} = 0,0005$

руб./ кВт·ч);

$\Delta W_{\text{пт}}$ – потери электроэнергии в линиях электропередачи, кВт·ч;

$$\Delta W_{\text{пт}} = \Delta W_{\text{т}} + K_{\text{э}} \cdot \Delta V_{\text{т}}, \quad (109)$$

где $\Delta W_{\text{т}}$ – потери активной мощности трансформатора, кВт;

$\Delta V_{\text{т}}$ – потери реактивной мощности трансформатора, квар.

$$\Delta W_{\text{т}} = \frac{1}{n} \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau + n \Delta P_{\text{х}} t, \quad (110)$$

где $\Delta P_{\text{к}}$ – потери короткого замыкания при номинальной мощности трансформатора, кВт (таблица 6.2);

S – нагрузка трансформатора, кВ·А (таблица 6.2);

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А (таблица 6.2);

τ – время максимальных потерь, ч ($\tau = 4280$ ч);

n – количество параллельно работающих трансформаторов, шт.;

$\Delta P_{\text{х}}$ – потери холостого хода в трансформаторе, кВт (таблица 6.2);

t – годовое число часов работы включения трансформатора, ч ($t = 8760$ ч).

$$\Delta V_{\text{т}} = \frac{1}{n} \frac{U_{\text{к}}}{100} \frac{S^2}{S_{\text{ном}}} \tau + n \frac{I_{\text{х}}}{100} S_{\text{ном}} t, \quad (111)$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания, % (таблица 6.2);

$I_{\text{х}}$ – ток холостого хода, % (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Расчет потери активной и реактивной энергии в трансформаторе

Трансформа- тор	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$U_{\text{к}}$, %	$I_{\text{х}}$, %	S_{max} , кВ·А	$S_{\text{ном}}$, кВ·А	ΔW , кВт	ΔV , квар
ТП1								
ТСЛ400	1,15	4,9	6	1,3	458	400	33895,41	135959,9
ТСЛ400	1,15	4,9	6	1,3	458	400		
ТП2								
ТСЛ400	1,15	4,9	6	1,3	457,8	400	33883,4	135979,5
ТСЛ400	1,15	4,9	6	1,3	457,8	400		
ТП3								
ТМГ250	0,61	3,7	6,5	1,9	340	250	25332,33	108789,9
ТМГ250	0,61	3,7	6,5	1,9	340	250		
ТП4								
ТСЛ500	1,045	5,2	4	1	541	500	31336,22	127156,4
ТСЛ500	1,045	5,2	4	1	541	500		
ТП5								
ТСЛ400	1,15	4,9	6	1,3	458	400	33895,41	135959,9
ТСЛ400	1,15	4,9	6	1,3	458	400		
Итого:							158342,8	643845,5

Подставим в формулу 108 найденные значения потерь активной и реактивной мощности из таблицы 6.2 и посчитаем затраты на потери электроэнергии в трансформаторе (формула 109):

$$\Delta W_{\text{пт}} = 158342,8 + 0,12 \cdot 643845,5 = 235604,26 \text{ кВт·ч.}$$

$$I_{\text{пт}} = 235604,26 \cdot 0,0005 = 117,802 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\text{пэ}} = 49,028 + 117,802 = 166,83 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие издержки:

$$I_{\text{пр}} = 1\% \cdot K_{\text{в}} = 138596,16 \cdot 1\% = 1385961,6 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$И_3 = 6\,929\,810 + 5\,682\,440 + 166\,830 + 1\,385\,961,6 = 14\,165\,041,6 \text{ руб.}$$

6.3 Расчет себестоимости распределения электроэнергии

Себестоимость передачи электроэнергии определяется как:

$$S = \frac{И_3}{W_r}, \quad (112)$$

где W_r – годовой отпуск электроэнергии, кВт·ч

$$W_r = P_p \cdot T, \quad (113)$$

где P_p – перспективная расчетная мощность трансформаторной подстанции, кВт;
 T – время использования максимальной нагрузки ($T = 5750$ ч).

Находим годовой отпуск электроэнергии:

$$W_r = 2090,224 \cdot 5750 = 12\,018\,788 \text{ кВт·ч.}$$

Тогда себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = 14\,165\,041,6 : 12\,018\,788 = 1,18 \text{ руб./кВт·ч}$$

6.4 Расчет срока окупаемости проекта

Срок окупаемости — это время, за которое доходы от проекта покроют вложенные в него средства. Он рассчитывается делением первоначальных капиталовложений на ежегодную чистую прибыль:

$$T = \frac{K}{ЧП}, \quad (114)$$

где K – капиталовложения в проект, руб.;

ЧП – чистая прибыль, руб.

Чистую прибыль найдем по формуле:

$$\text{ЧП} = Д - И_9 - Н, \quad (115)$$

где $Д$ – доход от продажи электроэнергии потребителям за год, руб.;

$Н$ – налог на прибыль организации (25% от полученного дохода).

Доход продажи электрической энергии потребителям рассчитаем по формуле:

$$Д = C \cdot W_r, \quad (116)$$

где C – тариф на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Пермского края, руб./кВт·ч ($C = 4,07$ руб./кВт·ч).

$$Д = 4,07 \cdot 12\,018\,788 = 48\,916\,467,2 \text{ руб.}$$

Подставим найденные значения в формулу 115 и найдем чистую прибыль за год:

$$\text{ЧП} = 48\,916\,467,2 - 14\,165\,041,6 - 48\,916\,467,2 \cdot 25\% = 22\,522\,308,8 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости составит:

$$T = 138\,596\,160 : 22\,522\,308,8 = 6,15 \text{ лет} = 6 \text{ лет и 2 месяца.}$$

Вывод по разделу 6.

Проведённое технико-экономическое обоснование подтверждает техническую реализуемость и экономическую целесообразность реализации проекта системы электроснабжения. Совокупность достигнутых значений по ключевым экономическим параметрам позволяет сделать вывод о высокой вероятности успешной реализации проекта и достижения поставленных целей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбор темы выпускной квалификационной работы обусловлен растущей потребностью в качественной инфраструктуре и повышении уровня комфорта проживания горожан. Возведение новых домов и социальных учреждений требует комплексного подхода к разработке проектов электроснабжения, учитывающего нормативные стандарты и современные правила проектирования.

Целью данной выпускной квалификационной работы является создание проекта электроснабжения микрорайона «Травянка», расположенного в городе Лысьва.

Основные итоги проектирования включают следующее:

Расчет полной нагрузки микрорайона. Установлено значение суммарной электрической нагрузки микрорайона, которое составило 2216,4 кВА. Это позволило выбрать оптимальный состав электротехнического оборудования и распределительных устройств.

Для распределения электроэнергии применены трансформаторные подстанции двух типов производства группы компаний «Энергорус»: внутренние КТПВ и блочные БКТПН-П. Всего установлено три разновидности подстанций мощностью 250, 400 и 500 кВА соответственно для нужд жилого сектора, общественных зон и образовательной инфраструктуры.

Использованы трехжильные кабели марки АПвБП напряжением 6 кВ и четырехжильные кабели марки АПвБбШв напряжением 0,4 кВ, обладающие необходимой механической прочностью и соответствием нормам безопасности.

Проверка устойчивости системы в аварийных ситуациях. Произведены необходимые расчёты и выбор защитных аппаратов.

Разработка мероприятий по охране труда. Расчёт сопротивления заземляющего контура выполнен с учётом требований действующих нормативов. Разработана подробная схема защитного заземления трансформаторных подстанций, позволяющая обеспечить электробезопасность обслуживающего персонала и исключить вероятность случайного поражения электрическим током.

Экономическое обоснование проекта. Определён срок окупаемости предложенных решений — 6 лет и 2 месяца, что подтверждает эффективность выбранного технического решения и приемлемость капитальных затрат.

Итогом проделанной работы стал комплексный технический проект электроснабжения микрорайона «Травянка». Реализация проекта обеспечит стабильное функционирование электросети, надёжное энергоснабжение потребителей различного назначения и создаст комфортные условия для жизни и деятельности будущих жителей.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

Таблица А.1 - Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

	Кол-во квартир	P _з , кВт	k _с	k _о	P _{кв} , кВт	P _{р.кв.з.} , кВт	cosφ	P _с , кВт	P _{осв.} , кВт	P _{р.ж.д.} , кВт	Q _{р.ж.д.} , квар	S _{р.ж.д.} , кВА	I _{р.} , А
Жилой дом №1													
Студия	16	12	0,8		9,6		0,93						
Однокомнатная квартира	8	14,5	0,787		11,4		0,93						
Двухкомнатная-студия	8	17	0,725		12,3		0,93						
Двухкомнатная квартира	8	21,5	0,643		13,8		0,93						
Итого	40			0,2		136	0,93	2	1,36	127,8	50,7	137,5	209
Жилой дом №2													
Студия	48	12	0,8		9,6		0,93						
Однокомнатная квартира	24	14,5	0,787		11,4		0,93						
Двухкомнатная-студия	36	17	0,725		12,3		0,93						
Двухкомнатная квартира	12	21,5	0,643		13,8		0,93						
Итого	120			0,156		314,5	0,93	6	2,1	296,1	118,3	318,8	485
Жилой дом №3													
Студия	16	12	0,8		9,6		0,93						
Однокомнатная квартира	8	14,5	0,787		11,4		0,93						
Двухкомнатная-студия	8	17	0,725		12,3		0,93						
Двухкомнатная квартира	8	21,5	0,643		13,8		0,93						
Итого	40			0,2		136	0,93	2	1,36	127,8	50,7	137,5	209
Жилой дом №4													
Студия	48	12	0,8		9,6		0,93						
Однокомнатная квартира	24	14,5	0,787		11,4		0,93						

Продолжение таблицы А.1

	Кол-во квартир	Р _с , кВт	k _c	k ₀	Р _{кв} , кВт	Р _{р.кв.2} , кВт	cosφ	Р _с , кВт	Р _{осв.} , кВт	Р _{р.кв.1} , кВт	Q _{р.кв.1} , квар	S _{р.кв.1} , кВА	I _р , А
Двухкомнатная-студия	36	17	0,725		12,3		0,93						
Двухкомнатная квартира	12	21,5	0,643		13,8		0,93						
Итого	120			0,156		314,5	0,93	6	2,1	296,1	118,3	318,8	485
Жилой дом №6													
Студия	48	12	0,8		9,6		0,93						
Однокомнатная квартира	24	14,5	0,787		11,4		0,93						
Двухкомнатная-студия	36	17	0,725		12,3		0,93						
Двухкомнатная квартира	12	21,5	0,643		13,8		0,93						
Итого	120			0,156		314,5	0,93	6	2,1	296,1	118,3	318,8	485
Жилой дом №7													
Студия	16	12	0,8		9,6		0,93						
Однокомнатная квартира	8	14,5	0,787		11,4		0,93						
Двухкомнатная-студия	8	17	0,725		12,3		0,93						
Двухкомнатная квартира	8	21,5	0,643		13,8		0,93						
Итого	40			0,2		136	0,93	2	1,36	127,8	50,7	137,5	209
Жилой дом №8													
Студия	48	12	0,8		9,6		0,93						
Однокомнатная квартира	24	14,5	0,787		11,4		0,93						
Двухкомнатная-студия	36	17	0,725		12,3		0,93						
Двухкомнатная квартира	12	21,5	0,643		13,8		0,93						
Итого	120			0,156		314,5	0,93	6	2,1	296,1	118,3	318,8	485

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчета сечения жил кабелей в распределительных сетях до 1 кВ

Таблица Б.1 - Результаты расчета сечения жил кабелей распределительных
сетей до 1 кВ

Участок сети	S _р , кВА	I _р , А	I _{рав} , А	Стандарт- ное сече- ние, F _{ст} , мм ²	Длительно допусти- мый ток, I _{доп} , А	Длительно допусти- мый ток с учетом ко- эффициен- тов, I' _{доп} , А	Длина участка l, км	Сопротивле- ние, Ом/км		ΔU, %	ΔU _{авар} , %
								г	х		
ТП1											
ВРУ 3	137,5	209		4х150	287	352,5	0,065	0,206	0,079	1,36	
ВРУ4.1	106,27	161,65	485	4х400	423	519,6	0,010	0,078	0,047	0,06	0,2
ВРУ4.2	212,57	323,3	485	4х400	423	519,6	0,010	0,078	0,047	0,06	0,2
Ул. осв.	1,84	4,63		4х4	34	35,7	0,005	7,9	0,095	0,07	
ТП2											
ВРУ 1	137,5	209		4х150	287	352,5	0,066	0,206	0,079	1,38	
ВРУ2.1	106,27	161,65	485	4х400	423	519,6	0,010	0,078	0,047	0,06	0,2
ВРУ2.2	212,57	323,3	485	4х400	423	519,6	0,010	0,078	0,047	0,06	0,2
Ул. осв.	1,5	3,75		4х4	34	35,7	0,005	7,9	0,095	0,063	
ТП3											
ВРУ 5.1	168,38	256	512,3	4х400	423	519,6	0,055	0,078	0,047	0,56	1,13
ВРУ5.2	168,38	256	512,3	4х400	423	519,6	0,055	0,078	0,047	0,56	1,13
Ул. осв.	3,2	8		4х4	34	35,7	0,005	7,9	0,095	0,13	
ТП4											
ВРУ 8	318,8	485		4х400	423	519,6	0,010	0,078	0,047	0,2	
ВРУ9	222	337,5		4х185	342	420	0,066	0,16	0,078	1,8	
Ул. осв.	1,42	3,55		4х4	34	35,7	0,005	7,9	0,095	0,06	
ТП5											
ВРУ 7	137,5	209		4х150	287	352,5	0,064	0,206	0,079	1,34	
ВРУ6.1	106,27	161,65	485	4х400	423	519,6	0,010	0,078	0,047	0,06	0,2
ВРУ6.2	212,57	323,3	485	4х400	423	519,6	0,010	0,078	0,047	0,06	0,2
Ул. осв.	1,84	4,63		4х4	34	35,7	0,005	7,9	0,095	0,07	

ПРИЛОЖЕНИЕ В **Схема размещения электрооборудования**

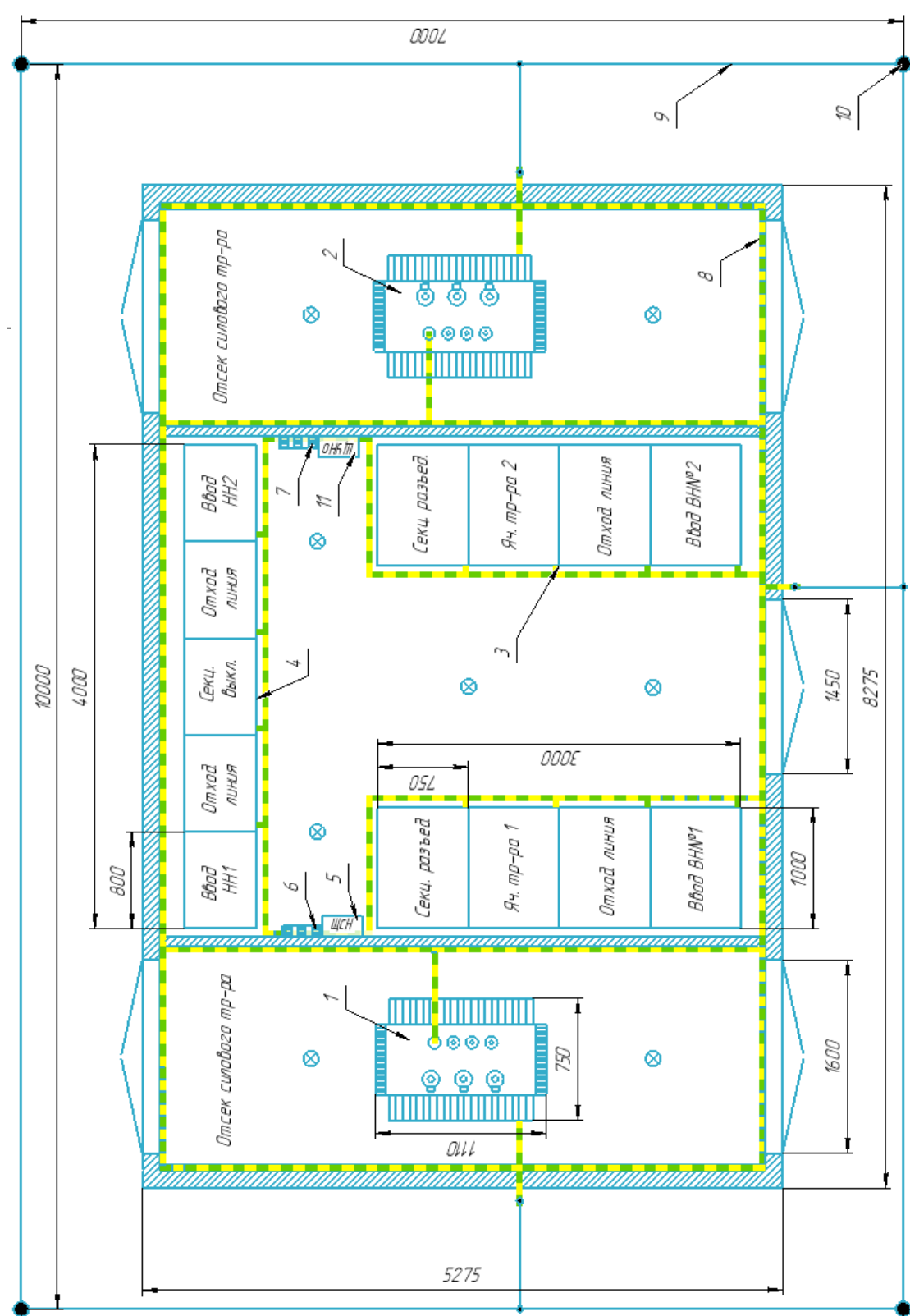
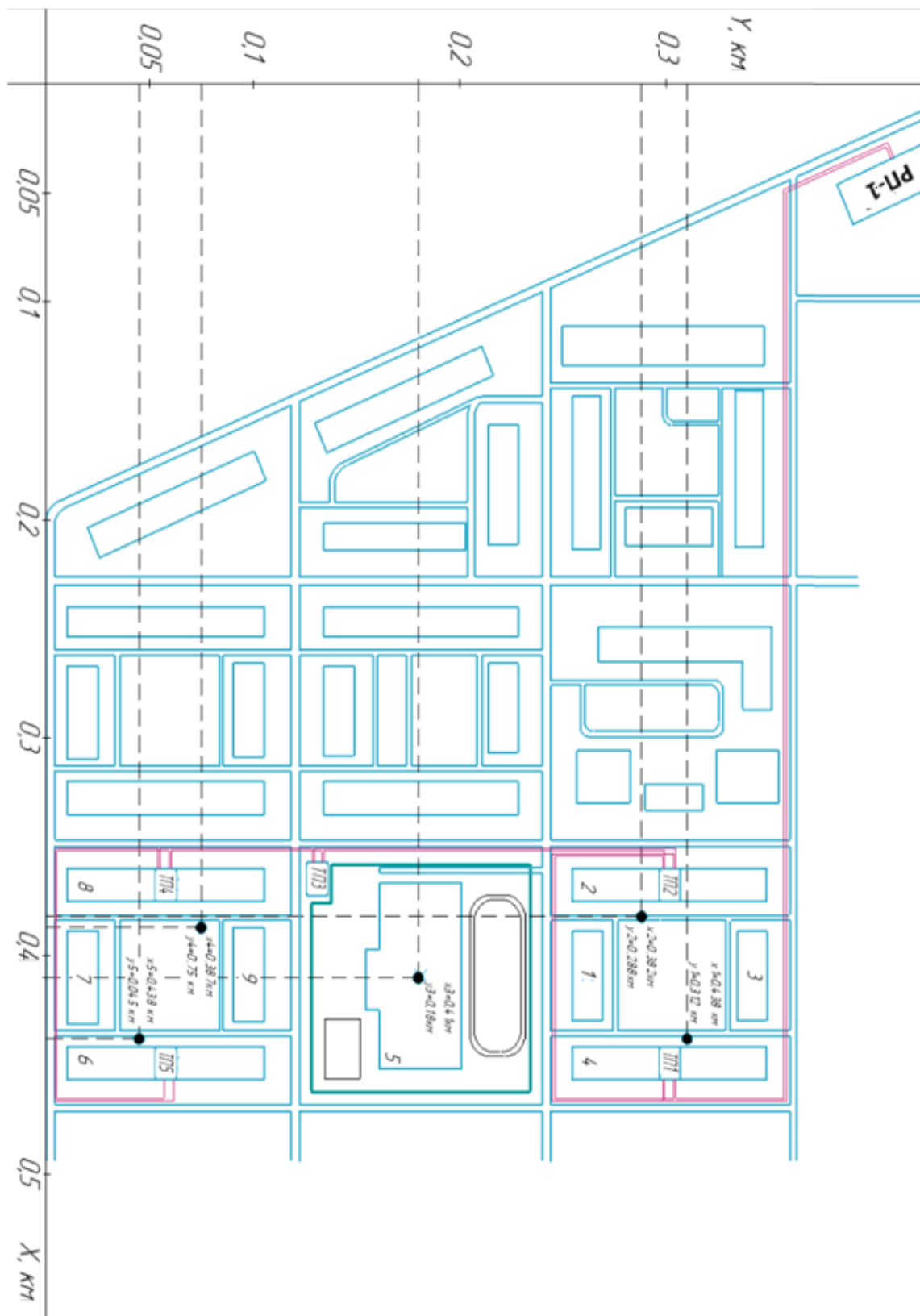


Рисунок В.1 – Схема размещения электрооборудования

ПРИЛОЖЕНИЕ Г План электрических сетей



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Спецификация однолинейной схемы микрорайона

Таблица Д.1 - Спецификация однолинейной схемы микрорайона

Форм.	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примеч.
				<u>Документация</u>		
AI			MCA.13.03.02.541-ЭС	Однолинейная схема электроснабжения	1	
				<u>Автоматические выключатели</u>		
		1	QF37	BA 53-41-400 A	1	
		2	QF5, QF6, QF35, QF36, QF38,	BA 53-41-630 A	6	
		3	QF1...QF4, QF7, QF10	BA 53-39-1000 A	6	
		4	QF11, QF13, QF16, QF18,	BA 57-39-250 A	6	
		5	QF12, QF14, QF17, QF19,	BA 53-41-630 A	10	
			QF27, QF31, QF33			
				<u>Амперметры</u>		
		6	PA13...PA18	Э8030-М1 600/5	6	
		7	PA1...PA12, PA25...PA30	Э8030-М1 800/5	18	
		8	PA19...PA24	Э8030-М1 1000/5	6	
				<u>Вольтметр</u>		
		9	PV1...PV5	Э8030-М1 500 в	5	

Продолжение таблицы Д.1

Форм.	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	При- меч.
				<u>Выключатель нагрузки</u>		
		1	<i>QW1...QW10</i>	<i>ВНРп-10/400-20з УЗ</i>	10	
				<u>Предохранители</u>		
		1	<i>FU1...FU12, FU25...FU30</i>	<i>ПКТ-102-6-50-12,5 УЗ</i>	18	
		1	<i>FU13...FU18</i>	<i>ПКТ-120-6-40-12,5 УЗ</i>	6	
		1	<i>FU19...FU24</i>	<i>ПКТ-120-6-80-12,5 УЗ</i>	6	
				<u>Разъединители</u>		
		1	<i>QS1...QS18</i>	<i>РВЗ-10/400-II УЗ</i>	18	
		1	<i>QS44, QS45</i>	<i>РЕ 19-37-31140 400 А УЗ</i>	2	
		1	<i>QS33, QS34, QS40...QS43,</i>	<i>РЕ 19-39-31140 630 А УЗ</i>	10	
		1	<i>QS29...QS32, QS35...QS38</i>	<i>РЕ 19-41-31140 1000 А</i>	8	
				<u>Силовой выключатель</u>		
		1	<i>Q1, Q2</i>	<i>ВВ-TEL-10-12,5 63 А</i>	2	
				<u>Трансформаторы сило- вые</u>		
		1	<i>T5, T6</i>	<i>ТМГ-250/6/0,4 кВА</i>	2	
		2	<i>T1...T4, T9, T10</i>	<i>ТСЛ-400/6/0,4 кВА</i>	6	
		2	<i>T7, T8</i>	<i>ТСЛ-500/6/0,4 кВА</i>	2	

Продолжение таблицы Д.1

[illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Спецификация принципиальной схемы освещения

Таблица Е.1 - Спецификация принципиальной схемы освещения

Форм.	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	При-меч.
				<u>Документация</u>		
A			МСА.13.03.02.541-ЭС	Принципиальная схема	1	
				<u>Автоматический выключатель</u>		
		1	QF1	ВА 53-41-400 А	1	
				<u>Кнопка</u>		
		2	SB1, SB2	Кнопка «Пуск-Стоп» АРВВ-22 230 В	1	
				<u>Лампа сигнальная</u>		
		3	HLR1	AD22DS 220В	1	
				<u>Магнитный пускатель</u>		
		4	KM1	EKF КМЭ 10А 220В	1	
				<u>Переключатель</u>		
		5	SA1	ALCLR-22 10А 600В	1	

Продолжение таблицы Е.1

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев О.П., Казанский В.Е., Козис В.Л. Автоматика энергетических систем: Учеб. пособие для вузов/ и др.; под ред. В.Л. Козиса и Н.И. Овчаренко. – Энергоиздат, 1981- 480с.
2. Бирюлин В.И., Ворначева И.В., Куделина Д.В. Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий: методические указания к выполнению курсового проекта и ВКР по дисциплине «Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий»/Юго-Зап. гос. ун-т;– Курск, 2025. – 90 с.
3. Мясоедов Ю.В. Электроснабжение городов Методические указания к курсовому проектированию Благовещенск Издательство АмГУ 2013 – 100 с.
4. Полищук В. И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: уч.пособие / В. И Полищук ; Алт. гос. техн. ун-т им. И. И. Ползунова. – Барнаул: АлтГТУ, 2022 – 91 с.
5. Шведов Г. В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети: учебное пособие / Г. В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 268 с.
6. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание седьмое.
7. ГОСТ 12.1.030-81 "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление"
8. ГОСТ 32144-2013 межгосударственный стандарт «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»
9. СП 323.1325800.2017 «Правила проектирования наружного освещения»
10. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»

11. Постановление Правительства Российской Федерации от 20 июля 2011 г. № 602 «Об утверждении требований к осветительным устройствам и электрическим лампам, используемым в цепях переменного тока в целях освещения»

12. СП 256.1325800.2016. «Свод правил. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа», введены 02.03.2017 г.

13. РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей»

14. Приказ Министерства энергетики РФ от 10 июля 2020 г. № 546 "Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 80, от 13 февраля 2019 г. № 100, от 13 февраля 2019 г. № 101"