

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

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование)

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка системы электроснабжения дачного поселка

Обучающийся

А.А. Савичев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Тольятти 2024

## Аннотация

Выпускная квалифицированная работа 47 страниц, 9 рисунков, 11 таблиц, 20 источников.

Актуальность темы работы состоит в том, что действующая система электроснабжения дачного поселка критически изношена, ее оборудование сильно устарело и не отвечает актуальным требованиям по надежности и безопасности использования, а также энергоэффективности. Также планируется расширение и развитие инфраструктуры поселка с присоединением дополнительных электрических нагрузок к электрической сети, ввиду чего потребуются установка нового оборудования системы электроснабжения с соответствующими техническими параметрами. Актуальной в настоящее время проблемой является нарастание количества похищенной электроэнергии и рост числа несанкционированных подключений к электрической сети, что также требуется устранить. Разработка и реализация системы электроснабжения с применением современного оборудования и технических решений позволит решить указанные проблемы и обеспечить эффективное функционирование дачного поселка.

Цель работы: разработка системы электроснабжения дачного поселка с учетом актуальных и перспективных электрических нагрузок, а также требований по надежности, безопасности и энергоэффективности.

Содержание ВКР включает вопросы: анализ действующей системы электроснабжения поселка, требования к проектируемой системе электроснабжения; разработка системы электроснабжения дачного поселка; организация учета электроэнергии, реализация АСКУЭ.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ действующей системы электроснабжения поселка, требования к проектируемой системе электроснабжения .....	7
1.1 Анализ исходных данных по поселку, электрических нагрузок и потребителей.....	7
1.2 Анализ действующей системы электроснабжения поселка .....	8
1.3 Требования к проектируемой системе электроснабжения .....	14
2 Разработка системы электроснабжения дачного поселка.....	15
2.1 Расчет электрических нагрузок .....	15
2.2 Выбор силового трансформатора .....	17
2.3 Выбор опор и проводов воздушной линии 10 кВ.....	20
2.4 Выбор опор и проводов воздушных линий 0,4 кВ .....	23
2.5 Расчет токов короткого замыкания .....	27
2.6 Выбор аппаратов защиты линий .....	33
2.7 Релейная защита, расчет уставок защит .....	35
2.8 Расчет заземляющего устройства и молниезащита административного здания .....	37
2.9 Расчет освещения мастерской .....	41
2.10 Организация учета электроэнергии, реализация АСКУЭ .....	43
Заключение .....	44
Список используемых источников.....	46

## Введение

Дачные поселки (ДП) – это пригородные или загородные сельские жилые комплексы, созданные в соответствии с генеральным планом застройки, они состоят из домовладений, включающих земельные участки и расположенные на них дома, пригодные для проживания. ДП располагаются в экологически чистых районах недалеко от крупных городов и дорожных магистралей. Индивидуальное строительство домов приобрело определенный размах в последние годы, и заброшенные пустыри превращаются в благоустроенные поселки, а на месте старых строений появляются новые здания, созданные по современным технологиям. В последние десятилетия ДП претерпели значительные изменения, став более доступными и разнообразными. Во-первых, они стали местом, где люди могут не только отдыхать, но и вести активную жизнь, современные дачи часто оборудованы всем необходимым для комфортного проживания: от современных коммуникаций до удобной инфраструктуры. Во-вторых, ДП стали местом для общения и взаимодействия, люди, приезжающие на дачи, часто становятся частью сообщества, где завязываются дружеские отношения, проводятся совместные мероприятия и праздники. Это создает атмосферу взаимопомощи и поддержки, что особенно важно в наше время, когда многие испытывают стресс и одиночество в городской среде. Рассмотренные особенности дачных поселков обуславливают их популярность, актуальность постройки новых ДП, а также перспективы развития и расширения действующих ДП.

Современные дачные поселки для своего эффективного использования требуют обязательного снабжения электрической энергией. Электроприемниками являются различные электроприводы (насосов, вентиляции, сельскохозяйственного оборудования, санитарно-технических устройств и т.д.), освещение территории, бытовые приборы и электроника в частных домах и административно-общественных зданиях и т.д. Как

правило, в составе потребителей электроэнергии отсутствуют потребители первой категории надежности электроснабжения (КНЭ) и мощные энергоемкие электроприемники, что позволяет упростить систему электроснабжения (СЭС) дачных поселков и применять более простые технические и дешевые решения в составе СЭС (например, мачтовые трансформаторные подстанции (ТП), одноцепные линии электропередачи и т.д.). Особенностями электрических сетей ДП является преобладание протяженных воздушных линий электропередачи (ЛЭП) 0,4 кВ с неизолированными или изолированными проводами, от которых делаются отводы для питания большого числа частных дачных участков.

Электроснабжение дачных поселков играет важную роль в обеспечении комфорта и удобства жизни их жителей, оно включает в себя проведение электричества к каждому участку, установку столбов и подключение к общей сети. В настоящее время существует несколько способов электрификации ДП, один из них – централизованное электроснабжение, когда все участки подключаются к общей сети через трансформаторную подстанцию. Этот способ обеспечивает надежное и стабильное электроснабжение, но требует значительных затрат на строительство и обслуживание сети. Другой способ – децентрализованное электроснабжение, при котором каждый участок имеет свой собственный источник электроэнергии, например, солнечные панели или ветрогенераторы, этот способ более экологичен и экономичен, но может быть менее надежным и стабильным. При выборе способа электрификации необходимо учитывать множество факторов, таких как количество участков, их расположение, потребности жителей и доступность ресурсов. Важным аспектом электроснабжения является также обеспечение безопасности и защиты от перегрузок и коротких замыканий, для этого используются автоматические выключатели и другие средства защиты.

Актуальность темы работы состоит в том, что действующая система электроснабжения дачного поселка критически изношена, ее оборудование

сильно устарело и не отвечает актуальным требованиям по надежности и безопасности использования, а также энергоэффективности. Также планируется расширение и развитие инфраструктуры поселка с присоединением дополнительных электрических нагрузок к СЭС, ввиду чего потребуется установка нового оборудования СЭС с соответствующими техническими параметрами. Актуальной в настоящее время проблемой является нарастание количества похищенной электроэнергии и рост числа несанкционированных подключений к электрической сети ДП, что также требуется устранить. Разработка и реализация системы электроснабжения ДП с применением современного оборудования и технических решений позволит решить указанные проблемы и обеспечить эффективное функционирование дачного поселка.

Цель работы: разработка системы электроснабжения дачного поселка с учетом актуальных и перспективных электрических нагрузок, а также требований по надежности, безопасности и энергоэффективности.

Задачи работы:

- выполнить анализ исходных данных по поселку, электрических нагрузок и потребителей;
- провести анализ действующей системы электроснабжения поселка;
- определить требования к проектируемой системе электроснабжения;
- провести расчет электрических нагрузок;
- рассчитать рабочие и аварийные режимы электрической сети;
- выбрать и проверить по допустимым параметрам основное оборудование СЭС;
- выбрать оборудование релейной защиты, выполнить расчет уставок защит;
- рассмотреть организацию учета электроэнергии, реализацию АСКУЭ.

# **1 Анализ действующей системы электроснабжения поселка, требования к проектируемой системе электроснабжения**

## **1.1 Анализ исходных данных по поселку, электрических нагрузок и потребителей**

Рассматриваемый дачный поселок (ДП) представляет собой территорию с множеством дачных участков с расположенными на них частными домами, к которым подведено электричество от общей электрической сети поселка. Также на территории имеется административное здание, мастерская, тепличный комплекс, магазин.

Перечень объектов и установленные суммарные нагрузки электроприемников приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень объектов и установленные суммарные нагрузки электроприемников

Наименование	Номер на генплане (генплан поселка приведен на листе 3 графической части)	Число объектов, шт	Руст, кВт
Частный дом/участок	1-14	14	15
Частный дом/участок	15-33	19	15
Административное здание	34	1	16
Мастерская	35	1	25
Тепличный комплекс	36	1	32
Магазин	37	1	8
Частный дом/участок	38-48	11	15
Частный дом/участок	49-57	9	15

Также в рамках расширения поселка планируется подключение к электрической сети дополнительных частных домов/участков (№ 58-73 на

генплане) и гаражей (№ 74 на генплане). Расположение объектов указано на листе 3 графической части.

Электроприемники ДП относятся к третьей категории надежности электроснабжения (КНЭ), электроснабжение ДП выполнено от одной однотрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ. В состав электрических нагрузок входят электроприводы различного назначения (насосов, сельскохозяйственных агрегатов, вентиляции и т.д.), нагревательные установки, освещение, электрооборудование мастерской, электробытовые приборы и техника и т.д.

## **1.2 Анализ действующей системы электроснабжения поселка**

Действующая схема электроснабжения поселка приведена на листе 1 графической части. Электроснабжение поселка обеспечивается однотрансформаторной подстанцией, установленной в поселке (ТП-10/0,4 кВ), которая питается по ВЛ 10 кВ от подстанции энергосистемы ПС 110/35/10 кВ. ВЛ 10 кВ до поселка – одноцепная, выполнена проводом АС-16/2,7 на деревянных опорах. Данный участок электрических сетей был спроектирован по старым технологиям и на тот момент удовлетворял нормативным требованиям. В настоящее время степень износа проводов ВЛ и опор близка к критической, снабжающая энергетическая компания вынуждена все чаще отключать отпайку ВЛ 10 кВ, питающую поселок ввиду необходимости частого проведения ремонтно-восстановительных работ. Также отмечено недопустимое провисание провода между пролетов, что увеличивает потери напряжения и мощности в ВЛ (ввиду увеличения ее суммарной длины), увеличивает вероятность возникновения аварийных ситуаций при высокой ветровой нагрузке. Значительная часть опор имеет угол наклона близкий к критически допустимому. Очевидно, что ВЛ 10 кВ до поселка необходимо реконструировать с применением современных материалов, технологий и элементов (провод СИП, железобетонные опоры).

Питание конечных потребителей электроэнергии обеспечивается распределительными сетями (РС) класса напряжения 0,4 кВ. РС 0,4 кВ присоединены к распределительному устройству низкого напряжения (РУНН) ТП поселка.

Питание на вводные распределительные пункты (РП) потребителей подается через ВЛ 0,4 кВ на деревянных опорах марки ПН-1Д, марка проводов магистральных линий А-50. Отводы к вводным РП выполнены от ближайших опор, марка проводов А-10...35 (в зависимости от установленной мощности потребителя). Потребители электроэнергии в целом относятся к 3 категории надежности электроснабжения.

От РУНН подстанции отходит три головные линии (Л-1...Л-3), параметры приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры головных линий 0,4 кВ

Линия	Тип	Марка проводов	Длина ВЛ, м
Л-1	ВЛ	А-35	144,6
Л-2	ВЛ	А-35	235,8
Л-3	ВЛ	А-35	204,6

Потребители и участки головных линий 0,4 кВ от ТП приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Потребители и участки головных линий 0,4 кВ от ТП

Линия	Потребители	Участки (№ опор)
Л-1	Частные дома/участки	1-5
Л-2	Частные дома/участки, административное здание, мастерская, тепличный комплекс	6-14
Л-3	Магазин, частные дома/участки	15-23

Согласно технической документации по системе электроснабжения, систематизирована информация по действующему оборудованию СЭС. Действующее оборудование СЭС представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Действующее оборудование системы электроснабжения

Марка оборудования	Тип оборудования	Место установки
ТП-10/0,4 кВ	Мачтовая трансформаторная подстанция	подстанция 10/0,4 кВ
ТМ-250-10/0,4	Силовой трансформатор	подстанция 10/0,4 кВ
СА4У-И672 М	Счетчик электроэн. трехфазный	ввод РУНН ТП
СА4У-И6052	Счетчик электроэн. трехфазный	фидеры 0,4 кВ РУНН ТП, потребители 0,4 кВ
СО-U446М	Счетчик электроэн. однофазный	потребители 0,23 кВ
АС-16/2,7	Провод сталеалюминиевый	ВЛ 10 кВ
А-10..35	Провод алюминиевый	ВЛ 0,4 кВ
ПП10-1ДД	Опора ВЛ	ВЛ 10 кВ
ПН-1Д	Опора ВЛ	ВЛ 0,4 кВ

«Проводится оценка степени износа электрооборудования по его остаточному ресурсу (ОР):

$$T_{ост} = \frac{T_{ном} - T_{факт}}{T_{ном}} \cdot 100, \% \quad (1)$$

где  $T_{ном}$  – номинальный ресурс, лет;

$T_{факт}$  – фактический ресурс, лет» [15].

Например, для счетчиков электроэнергии:

$$T_{ост} = \frac{25 - 26}{25} \cdot 100 = -4 \%$$

ОР отсутствует, для остального оборудования результаты приведены в

таблице 5.

Таблица 5 – Анализ оборудования на остаточный ресурс

Марка	Срок службы, лет		Остаточный ресурс, %
	Тном	Тфакт	
ТП-10/0,4 кВ	25	26	отсутствует
ТМ-250-10/0,4	25	26	
СА4У-И672 М	25	26	
СА4У-И6052	25	26	
СО-U446М	25	26	
АС-16/2,7	25	26	
А-10..70	25	26	
ПП10-1ДД	15	16	
ПН-1Д	15	16	

Оборудование выработало свой ресурс и подлежит замене ввиду высокой степени износа и повышенной вероятности возникновения аварийных ситуаций, что повышает и профессиональные риски обслуживающего и ремонтного персонала. Таким образом, по результатам проведенного анализа ОР, подлежит замене все оборудование СЭС поселка.

Также можно отметить технологически устаревшее оборудование, не соответствующее современным требованиям: индукционные счетчики, вентильные разрядники, неизолированные провода ВЛ, деревянные опоры ВЛ.

Индукционные счетчики имеют ряд недостатков, которые делают их менее привлекательными по сравнению с электронными аналогами:

- низкий класс точности, имеют класс точности от 2,5 до 2,0, что ниже, чем у электронных счетчиков;
- снижение точности учета при малом потреблении, могут занижать показания;

- погрешность при несинусоидальном токе в нагрузке, могут давать неточные показания;
- необходимость использования двух счетчиков для учета активной и реактивной мощности, что увеличивает затраты;
- не поддерживают многотарифный учет и не могут быть интегрированы в системы автоматизации;
- имеют механическую конструкцию с движущимися частями, которая делает их менее надежными и долговечными по сравнению с электронными счетчиками;
- потери мощности на счетчике, потребляют существенную мощность, что может привести к дополнительным затратам для потребителя;
- отсутствие защиты от превышения напряжения и высоковольтных импульсов, не имеют встроенной защиты от таких воздействий, что может привести к выходу из строя счетчика и нарушению учета электроэнергии.

В настоящее время силовой трансформатор ТП часто работает в режиме перегрузки (в пределах допустимой), что обусловлено установкой нового дополнительного энергоемкого бытового и прочего электрооборудования. Кроме того, в поселке на ул. Дорожная планируется подключение к электрической сети дополнительных частных домов/участков и гаражей, что также увеличит суммарную электрическую нагрузку КТП. Таким образом, действующую КТП необходимо заменить на новую, с мощностью, соответствующей актуальным перспективным нагрузкам.

Отсутствует интеллектуальная система учета ЭЭ и подключение к АИИСКУЭ энергосистемы (согласно Постановлению Правительства РФ от 19.06.2020 № 890, это необходимо обеспечить). Отмечается высокий и нарастающий уровень хищений ЭЭ, приводящий к значительным материальным убыткам и увеличению риска аварийных ситуаций.

В настоящее время степень износа проводов ВЛ и опор близка к

критической, снабжающая энергетическая компания вынуждена все чаще отключать участки распределительной сети ВЛ 0,4 кВ ввиду необходимости частого проведения ремонтно-восстановительных работ. Также отмечено недопустимое провисание провода между пролетов, что увеличивает потери напряжения и мощности в ВЛ, увеличивает вероятность возникновения аварийных ситуаций при высокой ветровой нагрузке.

Неизолированные провода ВЛ имеют ряд недостатков:

- отсутствие изоляции делает их уязвимыми к воздействию внешних факторов, таких как влага, пыль, грязь и ультрафиолетовое излучение, что может привести к утечкам тока и снижению надежности работы линии;
- оголенные провода могут соприкасаться с другими проводящими объектами, такими как деревья, здания или металлические конструкции, что может вызвать короткое замыкание и аварийные ситуации;
- установка неизолированных проводов требует специальных навыков и оборудования, а также соблюдения правил техники безопасности;
- повышенная опасность поражения электрическим током, представляют опасность для людей и животных, особенно при повреждении линии или падении провода на землю;
- линии требуют постоянного контроля состояния проводов, изоляторов и арматуры, это может включать в себя периодическую замену изношенных элементов и проведение профилактических мероприятий.

Значительная часть опор имеет угол наклона близкий к критически допустимому. Очевидно, что ВЛ 0,4 кВ необходимо реконструировать с применением современных материалов, технологий и элементов (провод СИП, железобетонные опоры).

Установка нового и современного оборудования СЭС позволит обеспечить надежное и безопасное электроснабжение потребителей с точным учетом электроэнергии.

### **1.3 Требования к проектируемой системе электроснабжения**

С учетом проведенного анализа действующих и перспективных электрических нагрузок, а также выявленных недостатков действующего электроснабжения, систематизированы общие требования к проектируемой СЭС:

- силовой трансформатор ТП необходимо заменить на современный энергоэффективный необслуживаемый достаточной мощности с учетом актуальных и перспективных нагрузок;
- деревянные опоры необходимо заменить на железобетонные, требуется установить дополнительные опоры для подключения дополнительных электрических нагрузок;
- неизолированные провода необходимо заменить на СИП, сечения выбрать с учетом актуальных и перспективных нагрузок;
- выбрать новые современные аппараты защиты линий;
- обеспечить эффективную защиту питающей линии и силового трансформатора ТП с помощью микропроцессорной релейной защиты;
- обеспечить эффективный автоматизированный учет электроэнергии.

Выводы по разделу.

Действующая система электроснабжения поселка находится в неудовлетворительном состоянии и не соответствует по техническим параметрам актуальным и перспективным электрическим нагрузкам. С учетом проведенного анализа электрических нагрузок, а также выявленных недостатков действующего электроснабжения, систематизированы общие требования к проектируемой системе электроснабжения.

## 2 Разработка системы электроснабжения дачного поселка

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Расчет актуальных перспективных электрических нагрузок производится исходя из установленных мощностей объектов согласно проектно-технической документации. В поселке на ул. Дорожная планируется постройка дополнительных частных домов/участков и гаражей, что также увеличит суммарную электрическую нагрузку ТП, нагрузки данных потребителей также будут учтены. Освещение поселка будет осуществляться установленными на опорах современными автономными светодиодными светильниками, не требующими подключения к электрической сети, следовательно, осветительная нагрузка не учитывается.

Расчет электрических нагрузок производится исходя из установленных мощностей потребителей, с учетом их числа и коэффициентов одновременности нагрузок (зависит от числа потребителей данного типа).

«Активная нагрузка потребителей на каждом участке:

$$P_p = P_{уст} \cdot n \cdot K_p, \quad (2)$$

где  $P_{уст}$  – установленная мощность электроприемников, кВт;

$n$  – число объектов на данном участке, шт;

$K_p$  – коэффициент одновременности нагрузок.

Реактивная нагрузка потребителей на каждом участке:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

Полная нагрузка потребителей на каждом участке» [10]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (4)$$

Для частных домов/участков №1-14:

$$P_p = 10 \cdot 14 \cdot 0,55 = 77 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 77 \cdot 0,426 = 32,8 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{77^2 + 32,8^2} = 83,7 \text{ кВА}.$$

Расчет электрических нагрузок на остальных участках аналогичен, результаты сведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет электрических нагрузок

Наименование	Число объектов, шт	Руст, кВт	Кр	cosφ	tgφ	Qуст, квар	Sуст, кВА
Частный дом/участок	14	10	0,55	0,92	0,426	32,80	83,70
Частный дом/участок	19	10	0,5	0,92	0,426	40,47	103,26
Административное здание	1	16	1	0,94	0,363	5,81	17,02
Мастерская	1	25	1	0,95	0,329	8,22	26,32
Тепличный комплекс	1	32	1	0,97	0,251	8,02	32,99
Магазин	1	8	1	0,96	0,292	2,33	8,33
Частный дом/участок	11	10	0,58	0,92	0,426	27,18	69,35
Частный дом/участок	9	10	0,61	0,92	0,426	23,39	59,67
Частный дом/участок	16	18	0,53	0,94	0,363	55,40	162,38
Гаражи	1	17	1	0,89	0,512	8,71	19,10
Итого				0,930	0,395	212,33	582,12

Для питания дополнительных частных домов/участков и гаражей на ул. Дорожная планируется ввести в эксплуатацию отдельную головную

линию Л-4. Параметры нагрузок головных линий 0,4 кВ от ТП приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры нагрузок головных линий 0,4 кВ от ТП

Линия	Потребители	Участки (№ опор)	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Ip, А	cosφ
Л-1	Частные дома/участки	1-5	77,0	32,80	83,70	120,81	0,92
Л-2	Частные дома/участки, административное здание, мастерская, тепличный комплекс	6-14	168,0	62,5	179,25	258,74	0,94
Л-3	Магазин, частные дома/участки	15-23	126,7	52,9	137,30	198,18	0,92
Л-4	Частные дома/участки, гаражи	24-27	169,64	64,11	181,35	261,76	0,94
Итого			541,34	212,33	582,12	839,5	0,930

Далее проводится выбор силового трансформатора на ТП.

## 2.2 Выбор силового трансформатора

Расчетные нагрузки трансформаторной подстанции определены в таблице 7. Требуемая оптимальная мощность трансформатора:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_p, \quad (5)$$

где  $K_{з.н.}$  – нормативный коэффициент загрузки;

$S_p$  – расчетная полная нагрузка, кВА.

$$S_m \geq 0,93 \cdot 582,12 = 541,37 \text{ кВА}$$

Выбирается современный энергоэффективный трансформатор ТМГ12-630, проверка по коэффициенту загрузки:

$$K_{з.ав.} = \frac{S_p}{S_m}, \quad (6)$$

где  $S_m$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$K_{з.ав.} = \frac{582,12}{630} = 0,924.$$

Перегрузка отсутствует, имеется резерв мощности. Трансформатор удовлетворяет всем условиям выбора.

Внешний вид силового трансформатора показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Силовой трансформатор ТМГ12-630

Энергоэффективные трансформаторы серии ТМГ12 – инновационные решения для повышения эффективности энергосистем, которые позволяют значительно повысить ее эффективность, снизить потери энергии и уменьшить эксплуатационные расходы [4]. Одним из ключевых преимуществ трансформаторов ТМГ12-630 является их конструкция, которая включает в себя несколько инновационных решений. Во-первых, это герметичная гофротруба, которая защищает трансформатор от влаги и пыли, что

значительно повышает его срок службы и надежность. Во-вторых, использование высококачественных материалов для обмотки и изоляции позволяет снизить потери энергии и повысить устойчивость к перегрузкам. В-третьих, система автоматической регулировки напряжения позволяет поддерживать стабильное напряжение в сети, что особенно важно в условиях нестабильной нагрузки. На практике внедрение энергоэффективных трансформаторов ТМГ12-630 уже показало свою высокую эффективность, результаты открывают новые перспективы для масштабного внедрения силовых трансформаторов данной серии [5,13].

Потери мощности в силовом трансформаторе:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p, \quad (7)$$

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 582,12 = 11,642 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p, \quad (8)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 582,12 = 58,212 \text{ квар}.$$

Расчетная мощность на вводе 10 кВ ТП:

$$S'_p = \sqrt{(541,34 + 11,642)^2 + (212,33 + 58,212)^2} = 615,614 \text{ кВА}$$

Расчетный ток на вводе 10 кВ ТП:

$$I_p = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (9)$$

где  $U_n$  – номинальное напряжение питающей линии, кВ;

$$I_p = \frac{615,614}{\sqrt{3} \cdot 10} = 35,544 \text{ А}$$

Далее проводится расчет электрической сети выбираются новые провода СИП и опоры.

### **2.3 Выбор опор и проводов воздушной линии 10 кВ**

Ввиду критического износа действующих деревянных опор ВЛ 10 кВ их требуется заменить на новые современные долговечные железобетонные.

Ввиду наилучших технико-эксплуатационных показателей и относительной дешевизны выбираются опоры СВ-110, внешний вид показан на рисунке 2.



Рисунок 2 – Внешний вид опор СВ-110

Основные преимущества опор СВ-110:

- высокая экологичность;
- надежность конструкции;

- большой интервал технического осмотра;
- высокая климатическая устойчивость;
- относительно низкая цена;
- виброуплотненный бетон, высокая прочность и устойчивость к механическим воздействиям;
- долговечность эксплуатации (70 лет и более).

В настоящее время действующие ВЛ 0,4...20 кВ с неизолированными проводами планомерно замещаются ВЛ с самонесущими изолированными проводами (СИП) [15]. Такие воздушные линии также называют ВЛИ (ВЛ с изолированными проводами). Замена ВЛ с неизолированными проводами на ВЛИ с СИП обеспечивает:

- снижение индуктивного сопротивления ВЛ и, как следствие, потерь ЭЭ, напряжения и мощности;
- снижаются провесы ВЛ;
- снижается материалоемкость ВЛ;
- эффективную изоляцию проводов от внешней среды, исключение КЗ ввиду схлестывания;
- минимизацию возможностей хищений ЭЭ путем наброса на ВЛ;
- снижение пожароопасности для окружающей среды;
- снижение электроопасности и общей травмоопасности для обслуживающего и ремонтного персонала.

Кроме того использование СИП при проектировании новых ВЛИ и реконструкции действующих ВЛ позволяет получить следующие преимущества:

- возможность проведения ТО и ремонта без отключения ВЛ (при надлежащем соблюдении всех требований по безопасности и обеспеченности всеми необходимыми СИЗ и инструментами);
- возможность прокладки ВЛ в лесных массивах, парках, зонах отдыха и прочих территориях с большим количеством деревьев.

Питающая ВЛ 10 кВ выполняются проводами СИП-3, внешний вид провода показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Внешний вид провода типа СИП-3

Сечение СИП-3 выбирается по экономической плотности тока и проверяется по длительно допустимому току [3]. Учитывается, что по условиям механической прочности (ПУЭ 7, гл. 2.5.77) минимальное сечение СИП для ВЛ 10 кВ составляет  $70 \text{ мм}^2$  [11].

Экономическое сечение провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (10)$$

где  $I_p$  – расчетный ток линии, А;

$j_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

$$F_{\text{эк}} = \frac{35,5}{1,1} = 32,3 \text{ мм}^2$$

С учетом требований по механической прочности принимается сечение  $70 \text{ мм}^2$ . Выбирается провод марки СИП-3 сечением  $70 \text{ мм}^2$ , длительно

допустимый ток 240 А [17]. Расчетный ток ВЛ 35,5 А, сечение проходит по длительно допустимому току.

«Потери напряжения в ВЛ:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (11)$$

где  $I_p$  – максимальный расчетный ток линии, А;

$L$  – длина линии, км;

$r_0$  – удельное активное сопротивление, Ом/км;

$x_0$  – удельное индуктивное сопротивление, Ом/км.

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 35,5 \cdot 0,805 \cdot 100}{10000} (0,568 \cdot 0,921 + 0,0785 \cdot 0,39) = 0,27 \ %.$$

Потери менее 5%, что соответствует требованиям ПУЭ» [14].

## 2.4 Выбор опор и проводов воздушных линий 0,4 кВ

Ввиду критического износа действующих деревянных опор ВЛ 0,4 кВ их требуется заменить на новые современные долговечные железобетонные.

Ввиду наилучших технико-эксплуатационных показателей и относительной дешевизны выбираются опоры СВ-95.

Основные преимущества опор СВ-95:

- высокая экологичность;
- надежность конструкции;
- большой интервал технического осмотра;
- высокая климатическая устойчивость;
- относительно низкая цена;

- виброуплотненный бетон, высокая прочность и устойчивость к механическим воздействиям;
- долговечность эксплуатации (70 лет и более).

Внешний вид опор показан на рисунке 4.



Рисунок 4 – Внешний вид опор СВ-95

Распределительные сети 0,4 кВ выполняются проводами СИП-2 (магистральные линии) и СИП-4 (отводы от опор к потребителям).

Внешний вид провода типа СИП-2 показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Внешний вид провода типа СИП-2

Внешний вид провода типа СИП-4 показан на рисунке 6.

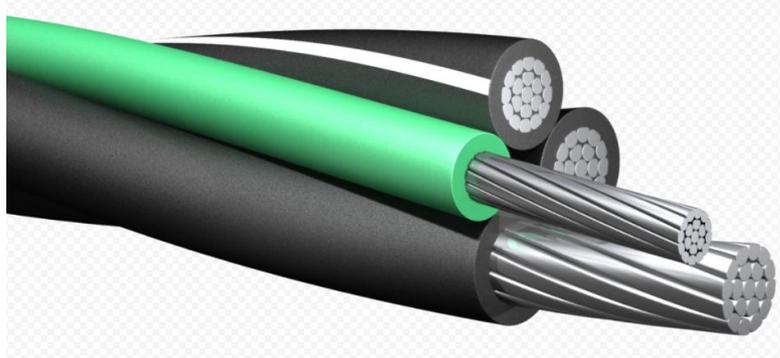


Рисунок 6 – Внешний вид провода типа СИП-4

Сечения СИП выбираются по длительно допустимому току. Учитывается, что по условиям механической прочности минимальное сечение СИП для магистральных линий 0,4 кВ составляет 50 мм<sup>2</sup> (16 мм<sup>2</sup> для сети освещения), для линий ответвлений к потребителям минимальное сечение составляет 16 мм<sup>2</sup> [11].

Например, для головной линии Л-1, максимальный ток составляет 120,81 А (по данным таблицы 7). Выбираем провод марки СИП-2 сечением 50 мм<sup>2</sup>, длительно допустимый ток 195 А [17].

Потери напряжения в головной линии Л-1 от ТП, по (11):

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot 120,81 \cdot 0,145 \cdot 100}{400} (0,62 \cdot 0,92 + 0,09 \cdot 0,392) = 0,43 \%$$

Итоговые потери напряжения с учетом потерь в линии от ПС энергосистемы до ТП:

$$\Sigma \Delta U_{л} = 0,27 + 0,43 = 0,7 \%$$

Потери менее 5%, что соответствует требованиям ПУЭ [11].

Для остальных головных линий выбор СИП сведен в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор СИП для головных ВЛ от подстанции

Линия	$I_p$ , А	Сечение проводов СИП-2, мм <sup>2</sup>	Идоп. СИП, А	L, км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\Delta U$ , %	Итого $\sum \Delta U$ , %
Л-1	120,81	50	195	0,145	0,620	0,0900	0,43	0,70
Л-2	258,74	95	300	0,236	0,411	0,0758	1,02	1,29
Л-3	198,18	70	240	0,205	0,568	0,0781	0,92	1,19
Л-4	261,76	95	300	0,268	0,411	0,0758	0,39	0,66

Выбор сечения проводов СИП-4 на вводах потребителей производится по длительно допустимому току, результаты приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор СИП на вводах потребителей

Потребитель	$S_m$ , кВА	$I_p$ , А	Сечение проводов СИП-4, мм <sup>2</sup>	Идоп. СИП, А
Частный дом/участок	5,98	8,63	16	100
Частный дом/участок	5,43	7,84	16	100
Административное здание	17,02	24,57	16	100
Мастерская	26,32	37,98	16	100
Тепличный комплекс	32,99	47,62	16	100
Магазин	8,33	12,03	16	100
Частный дом/участок	6,30	9,10	16	100
Частный дом/участок	6,63	9,57	16	100
Частный дом/участок	10,15	14,65	16	100
Гаражи	19,10	27,57	16	100

С учетом выбранных проводов определяются токи короткого замыкания (КЗ) в электрической сети.

## 2.5 Расчет токов короткого замыкания

Требуется определить токи короткого замыкания в ключевых точках электрической сети, для чего необходимо определить эквивалентные суммарные сопротивления до точек КЗ [12]. Составляем эквивалентную схему замещения, наносим точки КЗ (рисунок 7).

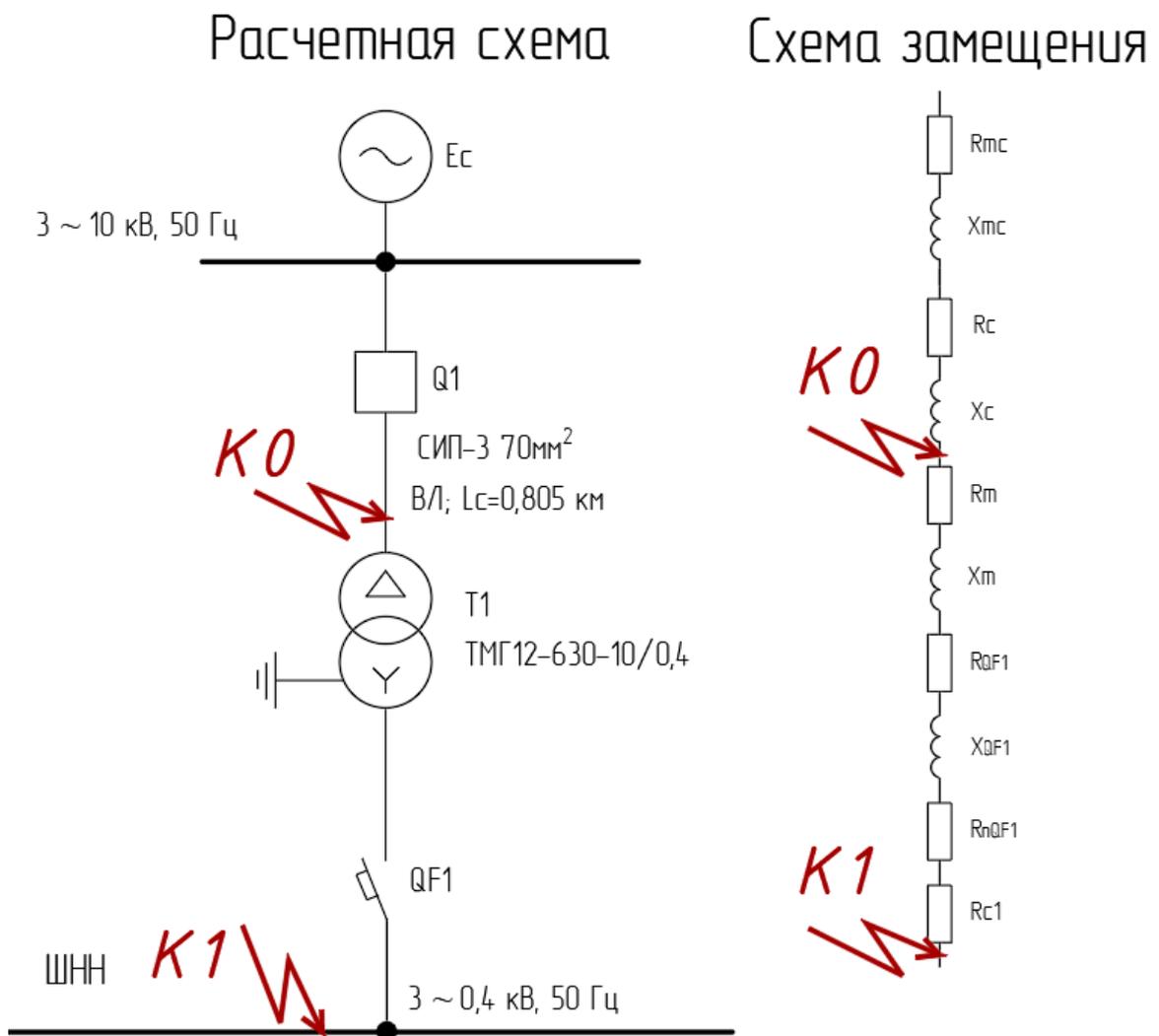


Рисунок 7 – Схемы для расчета токов КЗ

По данным энергоснабжающей организации, активное и индуктивное сопротивление питающей энергосистемы:  $R'_{mc} = 2,668$  Ом;  $X'_{mc} = 28,229$  Ом.

«Активное и индуктивное сопротивления линии 10 кВ:

$$X'_c = x_0 \cdot L_c, \quad (12)$$

$$R'_c = r_0 \cdot L_c, \quad (13)$$

где  $L_c$  – длина линии, км.

$$X'_c = 0,102 \cdot 0,805 = 0,082 \text{ Ом},$$

$$R'_c = 1,94 \cdot 0,805 = 1,562 \text{ Ом}.$$

Сопротивления приводятся к стороне НН» [16]:

$$R_{mc} = R'_{mc} \cdot \frac{U_{НН}^2}{U_{ВН}^2}, \quad (14)$$

$$R_{mc} = 2668 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 4,269 \text{ МОм},$$

$$X_{mc} = X'_{mc} \cdot \frac{U_{НН}^2}{U_{ВН}^2}, \quad (15)$$

$$X_{mc} = 28229 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 45,1664 \text{ МОм},$$

$$R_c = R'_c \cdot \frac{U_{НН}^2}{U_{ВН}^2}, \quad (16)$$

$$R_c = 1562 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 2,5 \text{ МОм},$$

$$X_c = X'_c \cdot \frac{U_{НН}^2}{U_{ВН}^2}, \quad (17)$$

$$X_c = 82 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 0,131 \text{ МОм}.$$

Сопровитвления трансформатора, автоматического выключателя, кабелей и шинпровода принимаются по справочным данным [17].

Для трансформатора марки ТМГ12-630:  $R_m = 3,1$  мОм;  $X_m = 13,6$  мОм.

Для автомата QF1:  $R_{QF1} = 0,04$  мОм;  $X_{QF1} = 0,04$  мОм;  $R_{пQF1} = 0,05$  мОм.

КЛ до РУНН ТП (кл1), сопротивление, по (12,13):

$$R_{кл1} = 0,325 \cdot 5,47 = 1,78 \text{ мОм},$$

$$X_{кл1} = 0,193 \cdot 5,476 = 1,057 \text{ мОм}.$$

Шинпровод РУНН, сопротивление, по (12,13):

$$R_{ш} = 0,01 \cdot 0,5 = 0,005 \text{ мОм},$$

$$X_{ш} = 0,05 \cdot 0,5 = 0,0025 \text{ мОм}.$$

«Для ступени распределения, переходное сопротивление:  $R_{c1} = 15$  мОм.

Упрощается схема замещения, обозначаются эквивалентные сопротивления на участках (рисунок 8).

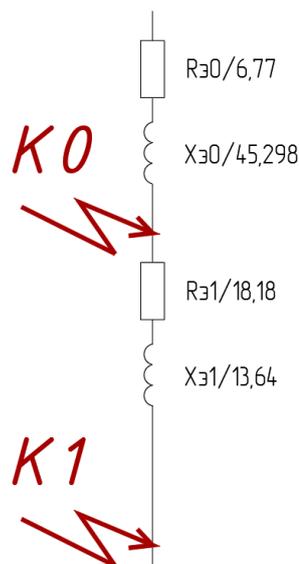


Рисунок 8 – Схема замещения упрощенная

$$R_{\vartheta 0} = R_{mc} + R_c, \quad (18)$$

$$R_{\vartheta 0} = 4,269 + 2,5 = 6,77 \text{ мОм},$$

$$X_{\vartheta 0} = X_{mc} + X_c, \quad (19)$$

$$X_{\vartheta 0} = 45,1664 + 0,131 = 45,298 \text{ мОм},$$

$$R_{\vartheta 1} = R_m + R_{QF1} + R_{nQF1} + R_{cl}, \quad (20)$$

$$R_{\vartheta 1} = 3,1 + 0,04 + 0,05 + 15 = 18,18 \text{ мОм},$$

$$X_{\vartheta 1} = X_m + X_{QF1}, \quad (21)$$

$$X_{\vartheta 1} = 13,6 + 0,04 = 13,64 \text{ мОм}.$$

Рассчитываются эквивалентные сопротивления до точек КЗ:

$$R_{\kappa 0} = R_{\vartheta 0} = 6,77 \text{ мОм},$$

$$X_{\kappa 0} = X_{\vartheta 0} = 45,298 \text{ мОм},$$

$$Z_{\kappa 0} = \sqrt{R_{\kappa 0}^2 + X_{\kappa 0}^2}, \quad (22)$$

$$Z_{\kappa 0} = \sqrt{6,77^2 + 45,298^2} = 45,801 \text{ мОм},$$

$$R_{\kappa 1} = R_{\vartheta 0} + R_{\vartheta 1}, \quad (23)$$

$$R_{\kappa 1} = 6,77 + 18,18 = 24,95 \text{ мОм},$$

$$X_{\kappa 1} = X_{\vartheta 0} + X_{\vartheta 1}, \quad (24)$$

$$X_{\kappa 1} = 45,298 + 13,64 = 58,938 \text{ мОм},$$

$$Z_{\kappa 1} = \sqrt{24,95^2 + 58,938^2} = 64 \text{ мОм}.$$

Трехфазный, ударный и двухфазный токи КЗ:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\kappa}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\kappa}}, \quad (25)$$

где  $U_{\kappa}$  – напряжение в точке КЗ, кВ;

$Z_{\kappa}$  – сопротивление цепи, мОм.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (26)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент» [16].

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (27)$$

Расчет токов КЗ в точке К0:

$$I_{\kappa 0}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 45,801} = 5,04 \text{ кА},$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,04 = 12,83 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,04 = 4,36 \text{ кА}.$$

Для точки К1 расчет токов КЗ аналогичен. Результаты сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	$i_y$ , кА	$I_{\kappa}^{(2)}$ , кА
К0	5,04	12,83	4,36
К1	3,61	6,63	3,13

Проверка сечений проводов СИП на термическую стойкость.

Проверка сечений СИП на термическую стойкость проводится по паспортным значениям допустимых односекундных токов термической стойкости  $I_{\kappa 1с}$ . Допустимый ток термической стойкости определяется умножением тока  $I_{\kappa 1с}$  на поправочный коэффициент:

$$k = 1 / \sqrt{t_{II}}, \quad (28)$$

где  $t_{II}$  – приведенное время КЗ, с [6].

Ток термической стойкости провода СИП:

$$I'_{к1с} = I_{к1с} \cdot 1 / \sqrt{t_{II}}, \quad (29)$$

где  $I_{к1с}$  – паспортное значение допустимого односекундного тока термической стойкости, кА.

Для ВЛ 10 кВ:

$$I'_{к1с} = 9,7 \cdot 1 / \sqrt{0,05} = 43,38 \text{ кА}$$

Для магистральных линий 0,4 кВ: токи термической стойкости проводов СИП-2-4х50, СИП-2-4х70, СИП-2-4х95 составят соответственно:

$$I'_{к1с} = 4,6 \cdot 1 / \sqrt{0,05} = 20,6 \text{ кА},$$

$$I'_{к1с} = 9,1 \cdot 1 / \sqrt{0,05} = 41,98 \text{ кА},$$

$$I'_{к1с} = 12,2 \cdot 1 / \sqrt{0,05} = 51,95 \text{ кА}.$$

Для линий от опоры к потребителям: ток термической стойкости провода СИП-4-4х16 составит:

$$I'_{к1с} = 1,5 \cdot 1 / \sqrt{0,05} = 6,7 \text{ кА}$$

По данным расчетов токов КЗ, трехфазный ток КЗ на шинах 10 кВ ТП равен 5,04 кА, выбранное сечение СИП 10 кВ (СИП-3) удовлетворяет

условию термической стойкости при КЗ. Трехфазный ток КЗ на шинах 0,4 кВ ТП (как и в начале головных линий распределительной сети) равен 3,61 кА. Токи КЗ на остальных последующих участках будут заведомо меньше. Следовательно, все выбранные сечения СИП 0,4 кВ удовлетворяют условию термической стойкости при КЗ.

Предлагаемая схема электроснабжения поселка приведена на листе 2 графической части. План предлагаемой электрической сети поселка приведен на листе 3 графической части.

## **2.6 Выбор аппаратов защиты линий**

Линии 0,4 кВ защищаются автоматическими выключателями (АВ), установленными на фидерах 0,4 кВ ТП.

Автоматические выключатели – это неотъемлемая часть современной электрической системы, которая обеспечивает безопасность и надежность работы электрооборудования, они представляют собой устройства, предназначенные для аварийного отключения напряжения при перегрузке сети или коротком замыкании. АВ работают по принципу обычного выключателя света, если автомат включен, через его клеммы проходит электрический ток, если же выключен, ток не проходит, и участок сети обесточивается [18]. Причины срабатывания АВ могут быть разными: короткое замыкание или перегрузка по току. Короткое замыкание возникает, когда между фазным и нулевым проводниками появляется электрический контакт, в этом случае ток в электропроводке достигает сотен ампер, что приводит к срабатыванию электромагнитного расцепителя АВ. Перегрузка по току возникает, когда в сеть включено слишком много мощных электроприемников, особенно в зимний период. В этом случае срабатывает тепловой расцепитель, и на отключение АВ требуется некоторое время [19].

«Для защиты линий распределительной сети 0,4 кВ требуется выбрать автоматические выключатели (АВ), условия выбора:

– по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_c \quad (30)$$

– отстройка уставки теплового расцепителя» [1]:

$$I_{т.р.} > 1,1 \cdot I_p \quad (31)$$

АВ на фидере 1 ТП выбирается марки ВА-52-39/160.

Проверка по (30,31):

$$U_{ном} = 400 \geq 400 \text{ В,}$$

$$1,1 \cdot 120,81 = 132,89 \text{ А,}$$

$$I_{т.р.} = 160 > 132,89 \text{ А.}$$

Выбор АВ сведен в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор аппаратов защиты линий

№ потребителя (ввод)/место установки на ТП	$I_p$ , А	$1,1 \cdot I_p$ , А	Марка автом. выкл.	$I_{ном}$ , А
фидер 1 ТП	120,81	132,89	ВА-52-39	160
фидер 2 ТП	258,74	284,61	ВА-52-39	320
фидер 3 ТП	198,18	218,00	ВА-52-39	250
фидер 4 ТП	261,76	287,94	ВА-52-39	320
ввод РУНН ТП	822,23	904,46	ВА-52-39	1000

Все выбранные АВ подходят по всем параметрам.

## 2.7 Релейная защита, расчет уставок защит

Модернизация РЗА питающей высоковольтной линии и силового трансформатора необходима для повышения надежности и эффективности ее работы. Она включает в себя замену устаревших устройств на новые, более совершенные, а также оптимизацию настроек и параметров системы. Действующая устаревшая и изношенная РЗА на электромеханических реле будет заменена на современную микропроцессорную.

Микропроцессорная релейная защита и автоматика (МПРЗА) является одной из ключевых технологий в современной энергетике, она позволяет оперативно и точно обнаруживать и устранять повреждения в электрических сетях, обеспечивая надежное и стабильное электроснабжение потребителей. В основе работы лежат микропроцессорные устройства, которые обрабатывают и анализируют данные, поступающие от различных элементов защиты, таких как реле, контакторы, датчики и другие компоненты. МПРЗА позволяет значительно повысить надежность и эффективность работы электросетей, за счет автоматизации процессов обнаружения и устранения неисправностей, например, если происходит короткое замыкание или перегрузка, микропроцессорные устройства могут быстро определить место повреждения и принять меры для его устранения [8]. Это позволяет избежать крупных аварий и потерь электроэнергии, что особенно важно в условиях интенсивного развития инфраструктуры и увеличения нагрузки на сети. Кроме того, МПРЗА обеспечивает высокую точность и надежность защиты, что снижает риск возникновения инцидентов, связанных с человеческим фактором. Современные микропроцессорные устройства оснащены множеством датчиков и алгоритмов, это минимизирует вероятность ложных срабатываний и ошибок [9].

Микропроцессорные терминалы Сириус-2МЛ-02 будут установлены на питающем фидере 10 кВ и обеспечат защиту питающей линии 10 кВ и силового трансформатора, внешний вид терминала показан на рисунке 9.



Рисунок 9 – Терминал Сириус-2МЛ-02

Определяются уставки защит.

«Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (32)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,0355 = 0,1775 \text{ кА.}$$

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (33)$$

где  $I_{р.макс}$  – расчетный ток линии, А.

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 71,1 = 1,388 \cdot 71,1 = 98,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (34)$$

где  $k_{cx}$ ,  $n_T$  – коэффициенты схемы подключения и трансформации.

$$I_{CP} = 98,7 \cdot \frac{1}{75/5} = 6,58 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты» [2]:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (35)$$

$$k_u = \frac{4360}{98,7} = 44,2 \geq 1,5.$$

Защита будет обладать достаточной чувствительностью.

## **2.8 Расчет заземляющего устройства и молниезащита административного здания**

Действующее заземляющее устройство (ЗУ) и молниезащита административного здания находятся в неудовлетворительном состоянии ввиду коррозии и сильного общего износа. Будут смонтированы новое ЗУ и система молниезащиты административного здания.

Заземляющее устройство здания является важной частью электробезопасности, обеспечивающей защиту людей и оборудования от воздействия электрических токов, в России, как и во многих других странах, существуют строгие нормы и стандарты, регулирующие проектирование и эксплуатацию этих систем. Одним из ключевых аспектов исполнения ЗУ

является его соответствие российским стандартам. Например, ГОСТ Р 50571.2-94 регламентирует требования к заземляющим устройствам электроустановок зданий и сооружений, согласно этому стандарту, заземление должно быть надежным, долговечным и безопасным. При этом необходимо учитывать климатические условия, уровень грунтовых вод и другие факторы, которые могут повлиять на эффективность заземления, кроме того, важно учитывать, что заземляющее устройство должно быть правильно интегрировано в общую систему безопасности здания. Это включает в себя не только выбор подходящих материалов и технологий, но и проведение регулярных проверок и испытаний, только при соблюдении всех этих требований ЗУ будет эффективно выполнять свою основную функцию – защиту от электрических ударов и других опасностей.

Проводится расчет ЗУ административного здания.

«Удельное сопротивление грунта для вертикальных (ВЭ) и горизонтальных (ГЭ) электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (36)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

$K_c$  – коэффициент сезонности.

$$\rho_{pв} = 300 \cdot 1,1 = 330 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{pг} = 300 \cdot 1,4 = 420 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Для ВЭ используется угловая сталь 50x50 мм, для ГЭ используется полосовая сталь 50x5 мм. Сопротивление растеканию одного ВЭ:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pв}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (37)$$

где  $l$  – длина ВЭ, м;

$d$  – приведенный диаметр, м;

$t$  – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (38)$$

где  $b$  – ширина уголка, м» [16].

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м},$$

$$t = 3/2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

$$R_{\text{овэ}} = \frac{330}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 47,127 \text{ Ом}.$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{овэ}} / R_n, \quad (39)$$

где  $R_n$  – наибольшее допустимое сопротивление ЗУ, Ом.

$$n' = 47,127 / 4 \approx 12 \text{ шт.}$$

Длина ГЭ:

$$l_z = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (40)$$

где  $a$  – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n', \quad (41)$$

где  $l_{\text{пер}}$  – периметр здания, м» [16].

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (28,2 + 15,7) = 87,8 \text{ м},$$

$$a = 87,8 / 12 = 7,32 \text{ м},$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 7,32 \cdot 12 = 92,23 \text{ м.}$$

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{23} = \frac{\rho_{p2}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left( \frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (42)$$

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (43)$$

где  $b$  – ширина полосы, м.

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м,}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м,}$$

$$R_{23} = \frac{420}{2 \cdot 3,14 \cdot 92,23} \cdot \ln \left( \frac{92,23^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 2,811 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{063} \cdot R_{23}}{R_{063} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2}, \quad (44)$$

где  $\eta_6, \eta_2$  – коэффициенты использования ВЭ и ГЭ» [16].

$$R_{zp} = \frac{47,127 \cdot 2,811}{47,127 \cdot 0,49 \cdot 12 + 2,811 \cdot 0,31} = 3,702 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

Расчетное сопротивление ЗУ меньше предельно допустимого, надежная защита людей и оборудования будет обеспечиваться.

Молниезащита здания – это система мер, направленных на предотвращение повреждений зданий и сооружений от прямых ударов молнии и вторичных эффектов, таких как перенапряжения и электромагнитные помехи. В современном мире, где электрические сети

становятся все более плотными, а здания – более высокими и сложными, вопросы молниезащиты приобретают особую актуальность. Одним из основных компонентов молниезащиты является молниеприемник, который устанавливается на самой высокой точке здания, могут использоваться различные типы молниеприемников, такие как стержневые, тросовые или сетчатые. Выбор типа зависит от характеристик здания и его окружения, например, для зданий с металлическими крышами и высокими антеннами чаще применяются стержневые молниеприемники. После молниеприемника устанавливается молниеотвод, который принимает электрический заряд и направляет его в землю. Система заземления также является важной частью молниезащиты, она предназначена для отвода электрического заряда в землю, где он безопасно рассеивается.

В данном случае молниезащита административного здания реализуется с помощью молниеприемной сетки на крыше здания. Согласно требованиям ГОСТ Р 59789-2021 размер ячейки сетки принимается 5·5 метров. Молниеприемная сетка выполняется стальным оцинкованным прутком диаметром 8 мм, уложенным на специальных пластиковых держателях, заполненных бетоном.

Схема заземления и молниезащиты административного здания приведена на листе 4 графической части.

## **2.9 Расчет освещения мастерской**

В мастерской будет смонтирована энергоэффективная система освещения с современными светодиодными светильниками, что позволит повысить эффективность освещения и экономить электроэнергию [7].

Освещение выполняется светодиодными светильниками NT-PROM 100 Л.

«Необходимое число светильников:

$$N = \frac{E_H \cdot Z \cdot F \cdot K_3}{K_H \cdot \Phi}, \quad (45)$$

где  $E_H$  – норма освещенности, лк;

$Z$  – коэффициент минимальной освещенности;

$F$  – площадь участка, м<sup>2</sup>;

$K_3$  – коэффициент запаса;

$K_H$  – коэффициент использования светового потока;

$\Phi$  – световой поток светильника, лм.

Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (46)$$

где  $A, B, h$  – длина, ширина и высота помещения, м» [1].

$$i = \frac{27 \cdot 9,9}{8 \cdot (27 \cdot 9,9)} = 1,13,$$

$$N = \frac{200 \cdot 1,1 \cdot 267,3 \cdot 1,2}{0,61 \cdot 16000} \approx 10 \text{ шт.}$$

Аварийное освещение (АО) выбирается как не менее 5% от основного, требуемая мощность АО:

$$P_{ав} \geq 0,05 \cdot (100 \cdot 10) = 50 \text{ Вт.}$$

Принимается 4 светильника Атлант, 15 Вт.

План системы освещения показан на листе 4 графической части.

## 2.10 Организация учета электроэнергии, реализация АСКУЭ

Одним из эффективных способов организации эффективного учета ЭЭ в дачном поселке является использование автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ), которая представляет собой комплекс оборудования и программного обеспечения, которое позволяет автоматически собирать, обрабатывать и передавать данные о потреблении электроэнергии.

Внедрение АСКУЭ в дачном поселке дает ряд преимуществ:

- минимизация возможности хищений электроэнергии;
- повышение точности и оперативности учета;
- возможность удаленного мониторинга и контроля потребления;
- автоматическое формирование отчетов и анализ потребления;
- упрощение расчетов с поставщиками электроэнергии.

Организация учета электроэнергии в дачном поселке с использованием АСКУЭ позволяет повысить эффективность работы электрохозяйства, улучшить качество электроснабжения и обеспечить соблюдение законодательства в области энергетики.

Принимается к установке оборудование системы «Народное АСКУЭ» от АО «Концерн Энергомера». Счетчики электроэнергии, обеспечивающие дистанционную передачу данных по сети GSM, монтируются в шкафах выносного учета, установленных на опорах, что исключает возможность несанкционированного доступа и хищений ЭЭ и позволяет быстро отключать электропитание за неуплату счетов за электропотребление [20].

Выводы по разделу.

С учетом актуальных и перспективных электрических нагрузок проведена разработка системы электроснабжения дачного поселка. Выбрано современное оборудование СЭС от отечественных производителей. Реализация предлагаемой системы электроснабжения обеспечит поселок надежным и безопасным питанием электрической энергией.

## Заключение

Проведена разработка системы электроснабжения дачного поселка.

Рассматриваемый дачный поселок представляет собой территорию с множеством дачных участков с расположенными на них частными домами, к которым подведено электричество от общей электрической сети поселка. Также на территории имеется административное здание, мастерская, тепличный комплекс, магазин. В рамках расширения поселка планируется подключение к электрической сети дополнительных частных домов/участков и гаражей. Электроприемники дачного поселка относятся к третьей категории надежности электроснабжения, электроснабжение ДП выполнено от одной однострансформаторной подстанции 10/0,4 кВ. В состав электрических нагрузок входят электроприводы различного назначения (насосов, сельскохозяйственных агрегатов, вентиляции и т.д.), нагревательные установки, освещение, электрооборудование мастерской, электробытовые приборы и техника и т.д.

Расчет электрических нагрузок произведен исходя из установленных мощностей потребителей, с учетом их числа и коэффициентов одновременности нагрузок. Для питания дополнительных частных домов/участков и гаражей на ул. Дорожная планируется ввести в эксплуатацию отдельную головную линию Л-4 от ТП. Принимается к установке современный энергоэффективный трансформатор марки ТМГ12-630, в котором использование высококачественных материалов для магнитопровода, обмотки и изоляции позволяет снизить потери энергии и повысить устойчивость к перегрузкам. Будут установлены железобетонные опоры марок СВ-110 и СВ-95 для электрической сети, линии будут выполнены проводами СИП, что обеспечит минимальные потери электроэнергии в сети. Сечение СИП выбрано по экономической плотности тока и проверено по длительно допустимому току и условиям механической прочности. С учетом выбранных проводов определены токи короткого

замыкания в электрической сети, все выбранные сечения СИП удовлетворяют условию термической стойкости при КЗ. Линии 0,4 кВ защищаются автоматическими выключателями современной марки ВА-52-39. Микропроцессорные терминалы Сириус-2МЛ-02 будут установлены на питающем фидере 10 кВ и обеспечат защиту питающей линии 10 кВ и силового трансформатора, рассчитаны уставки предусмотренных видов защит.

Рассчитано заземляющее устройство административного здания, молниезащита административного здания реализуется с помощью молниеприемной сетки на крыше здания. Согласно требованиям ГОСТ Р 59789-2021 размер ячейки сетки принимается 5·5 метров. Молниеприемная сетка выполняется стальным оцинкованным прутком диаметром 8 мм, уложенным на специальных пластиковых держателях, заполненных бетоном. В мастерской будет смонтирована энергоэффективная система освещения с современными светодиодными светильниками. Освещение выполняется светодиодными светильниками марки NT-PROM 100 Л.

Организация учета электроэнергии в дачном поселке с использованием АСКУЭ позволит повысить эффективность работы электрохозяйства, улучшить качество электроснабжения и обеспечить соблюдение законодательства в области энергетики. Внедрение АСКУЭ в дачном поселке даст ряд преимуществ: минимизацию возможности хищений электроэнергии; повышение точности и оперативности учета; возможность удаленного мониторинга и контроля потребления; автоматическое формирование отчетов и анализ потребления; упрощение расчетов с поставщиками электроэнергии. Принимается к установке оборудование системы «Народное АСКУЭ» от АО «Концерн Энергомера».

Реализация предлагаемой системы электроснабжения обеспечит поселок надежным и безопасным питанием электрической энергией.

## Список используемых источников

1. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2023. 415 с.
2. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
3. Бирюлин В.И. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
4. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
5. Головатый С. Е. Охрана окружающей среды и энергосбережение : учебное пособие. Минск : РИПО, 2021. 304 с.
6. Кобозев В.А. Качество электроэнергии и энергоэффективность систем электроснабжения потребителей : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 356 с.
7. Комков В. А. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве : учебное пособие. – 2-е изд. М. : ИНФРА-М, 2022. 204 с.
8. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
9. Любарский Ю. Я. Интеллектуальные электрические сети: компьютерная поддержка диспетчерских решений : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2022. 160 с.
10. Петухов Р. А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
11. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.

13. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
14. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение : учебное пособие. – 2-е изд., стер. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.
15. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2021. 288 с.
16. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие. – 3-е изд., испр. М. : ИНФРА-М, 2023. 214 с.
17. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
18. Щербаков, Е. Ф. Электрические аппараты : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 303 с.
19. Школа для электрика. [Сайт]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 07.11.2024).
20. Энергомера. [Сайт]. – <http://www.energomera.ru/> (дата обращения: 07.11.2024).