

**С.Н. Антонов
Е.В. Коноплев
П.В. Коноплев
А.В. Ивашина**

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие

Ставрополь
«АГРУС»
2014

УДК 621.318.38
ББК

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент кафедры
«Электроснабжение и эксплуатация электрооборудования»
ФГБОУ ВПО СтГАУ
В.Н. Шемякин

кандидат технических наук, доцент кафедры
«Теоретические основы электротехники»
ФГБОУ ВПО СтГАУ
И.К. Шарипов

Антонов, С. Н.

Проектирование электроэнергетических систем: Учебное пособие
/ С. Н. Антонов, Е. В. Коноплев, П.В. Коноплев, А. В. Ивашина –
Ставрополь: «АГРУС», 2014 – 104 с.

Изложены положения по проектированию систем электроэнергетики. Рассмотрены вопросы расчета распределительных электрических сетей 0,38-35 кВ. В качестве САПР используется программа «Электроснабжение 2.2». Приведены примеры проектирования электроснабжения сельскохозяйственных и промышленных объектов.

Учебное пособие предназначено для студентов вузов очной и заочной формы обучения по направлениям 140400 – Электроэнергетика и электротехника, 110800 - Агроинженерия.

Рекомендовано к изданию методической комиссией
электроэнергетического факультета ФГБОУ ВПО Ставропольского ГАУ
(протокол №9 от 18.05.2014г.)

ВВЕДЕНИЕ

Общая задача, возникающая при проектировании систем передачи и распределения электроэнергии, заключается в выборе наиболее рациональных технических решений с наилучшими параметрами. При этом приходится решать следующие наиболее характерные задачи:

- выбор конфигурации электрической сети и ее конструктивного исполнения (воздушная, кабельная и т.д.);
- выбор количества линий и числа трансформаторов подстанций;
- выбор номинального напряжения линий;
- выбор материала и площади сечений проводов линий;
- выбор схем подстанций;
- обоснование технических средств обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей;
- выбор технических средств обеспечения требуемого качества напряжения;
- обоснование средств повышения экономичности функционирования электрической сети;
- выбор средств повышения пропускной способности сети.

При комплексном решении этих вопросов в процессе проектирования необходимо решить ряд задач. Для решения сложных комплексных задач требуется использование вычислительной техники. Использование систем автоматизированного проектирования позволяет более качественно подойти к решению задач проектирования распределительных сетей 0,38; 6; 10; 35 кВ.

В учебном пособии рассмотрены вопросы проектирования электроснабжения рассредоточенных объектов, описана работа с автоматизированной системой проектирования «Электроснабжение 2.2», разработанной на кафедре «Применение электрической энергии в сельском хозяйстве» Ставропольского ГАУ.

По вопросам получения программного обеспечения и работы с ним обращайтесь к разработчикам konoplev82@mail.ru

1 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Переход народного хозяйства на индустриальные методы производства, широкое использование достижений науки и техники требуют комплексного решения ряда вопросов в электроэнергетике. Проработка этих решений на современном уровне рассматривается в дисциплине «Проектирование электроэнергетических систем». Эта дисциплина, по существу, итоговая, обобщающая и систематизирующая теоретические положения ряда предшествующих ей дисциплин. Поэтому при курсовом проектировании по дисциплине «Проектирование электроэнергетических систем» необходимо использовать ранее полученные знания.

Цели курсового проектирования:

- закрепление теоретических знаний, полученных при изучении основной дисциплины «Проектирование электроэнергетических систем»; приобретение навыков проектирования систем электроэнергетики;
- выполнение курсового проекта должно показать способность студента самостоятельно применять полученные знания при реконструкции электроэнергетических систем;
- работа над курсовым проектом призвана подготовить студентов к выполнению выпускной квалификационной работы по избранной теме.

В процессе выполнения курсового проекта студенты:

- изучают правильно применять нормативные материалы, единую систему конструкторской документации (ЕСКД), справочные материалы, литературные источники;
- применяют типовые проектные решения;
- анализируют промежуточные результаты, дают общую технико-экономическую оценку полученным результатам проектирования;
- выполняя графическую часть проекта, студенты увязывают материалы расчетов с технологическими и конструкторскими решениями, полученными в результате проектирования.

2 ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Оформление пояснительной записки и чертежей выполняется в соответствии с требованиями Государственного стандарта Российской Федерации от 1 июля 1996 г. «Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам».

Материал пояснительной записки следует излагать грамотно, в логической последовательности, по возможности кратко, но не в ущерб содержанию. Не следует включать в записку определение общеизвестных понятий, излагать общепринятые методы расчета, заимствованные из учебника или справочника. Необходимо сделать ссылку на литературу, указав в квадратных скобках порядковый номер из списка литературы, приводимого в конце пояснительной записки.

Каждая страница текста должна быть пронумерована арабскими цифрами, проставляемыми в нижней части по центру страницы.

Содержание пояснительной записки должно быть разделено на разделы, подразделы и пункты. Каждый раздел текста необходимо начинать с новой страницы. Разделы должны иметь порядковую нумерацию в пределах всей записки и обозначаться арабскими цифрами без точки в конце. Разделы и подразделы должны иметь наименования, которые записываются в виде заголовков прописными буквами без точки в конце, не подчеркивая, заголовки должны кратко и четко отражать содержание разделов, подразделов. Переносы слов в заголовках не допускаются.

Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номер подраздела состоит из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. Разделы, как и подразделы, могут состоять из одного или нескольких пунктов. Номер пункта должен состоять из номера раздела, подраздела и пункта, разделенных точками. В конце номера пункта точка не ставится. Пункты, как, правило, заголовков не имеют. Нельзя помещать заголовки глав, разделов и подразделов в конце страницы.

Внутри пунктов могут быть приведены перечисления. Перед каждой позицией перечисления следует ставить, дефис или, при необходимости ссылки в тексте документа на одно из перечислений, строчную букву, после которой ставится скобка. Каждый пункт и перечисления записываются с абзацного отступа.

Расстояние между заголовком и текстом при выполнении пояснительной записки с применением печатающих устройств ЭВМ должно быть равно 3, 4 интервалам. Расстояние между заголовками раздела и подраздела - 2 интервала. Каждый раздел текстового документа рекомендуется начинать с нового листа (страницы).

Текст документа должен быть кратким, четким и не иметь различных толкований. При изложении обязательных требований в тексте должны применяться слова «должен», «следует», «необходимо», «требуется»

чтобы», «не допускается» и т.д. При изложении других положений следует применять слова «могут быть», «как правило», «при необходимости», «может быть» и т.д. При этом допускается использовать повествовательную форму изложения текста, например, «применяют», «указывают» и т.п. В курсовом проекте должны применяться научно-технические термины, обозначения и определения, установленные соответствующими стандартами, а при их отсутствии – общепринятые в научно-технической литературе.

В тексте курсового проекта не допускается:

- применять обороты разговорной речи, техницизмы, профессионализмы;
- применять для одного и того же понятия различные научно-технические термины при наличии разнозначных слов и терминов в русском языке;
- применять произвольные словообразования;
- применять сокращения слов, кроме установленных правилами русской орфографии;
- применять знаки: (-) (минус), Ø (диаметр), < (меньше), > (больше), = (равно), ≠ (не равно), № (номер), % (процент), ≥ (больше или равно), ≤ (меньше или равно) – следует писать эти обозначения словами.

В формулах в качестве символов следует применять обозначения, установленные соответствующими государственными стандартами. Все обозначения единиц физических величин должны соответствовать международной системе СИ. Эти обозначения нельзя писать в одной строке с формулами (сразу после формулы), их следует писать в конце расчетов. Пояснения символов и числовых коэффициентов, входящих в формулу, если они не пояснены ранее в тексте, должны быть приведены непосредственно под формулой. Пояснения каждого символа следует давать с новой строки в той последовательности, в которой символы приведены в формуле. Первая строка пояснения должна начинаться со слова «где» и без двоеточия после него.

Пример: Ток в электрической цепи I, А вычисляют по формуле:

$$I = \frac{U}{z}, \quad (2.1)$$

где U – напряжение на участке электрической цепи, В;

z – полное сопротивление электрической цепи, Ом.

Формулы должны нумероваться сквозной нумерацией арабскими цифрами в пределах раздела, которые записываются на уровне формулы справа в круглых скобках. Номер формулы состоит из номера раздела и порядкового номера формулы в разделе, разделенных точкой. Ссылки в тексте на порядковые номера формул дают в скобках.

3 ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ

Графический материал курсового проекта включает два листа формата А1, выполненных с использованием компьютерной техники.

На первом листе выполняется план расположения силового электрооборудования основного производственного помещения объекта электрификации, с расчетной схемой электрооборудования. На плане тонкими линиями показывают предельно упрощенную строительную часть здания (помещения) и контуры технологического оборудования, а элементы электрических сетей и электрооборудования выделяют более толстыми линиями.

На плане силового электрооборудования около условного изображения приемника электрической энергии (электродвигатель, водонагреватель и т.д.) пишется дробь, в числителе которой указывается номер токоприемника, а в знаменателе – его номинальная мощность в кВт. На выноске от силовой сети, идущей к токоприемнику, в числителе указывается марка и количество кабелей или проводов, число и сечение жил, а в знаменателе – способ прокладки.

На втором листе необходимо привести структурную (функциональную или блок-схему) и принципиальную электрическую схемы автоматизации и управления одним или двумя основными технологическими процессами (по заданию руководителя), а также необходимые для пояснения принципа работы диаграммы, графики, чертежи общих видов установок, шкафов, пультов управления.

При проектировании [1, 2, 3, 7, 8] схем надо стремиться к их компактности, но не в ущерб ясности и читаемости. Для этого схема должна содержать наименьшее количество изломов и пересечений линий связи, а расстояние между соседними параллельными линиями связи должно быть не менее 3 мм.

На принципиальной электрической схеме показывают:

1 Схему главных (силовых) цепей. Ее выполняют обычно в развернутом виде и в многолинейном изображении.

2 Цепи управления, регулирования, защиты измерения и сигнализации.

3 Надписи, поясняющие принцип работы цепей автоматики и управления.

Все элементы принципиальных схем изображают в виде условных графических обозначений, установленных в соответствующих стандартах ЕСКД. Коммутирующие устройства изображают в отключенном положении, то есть при отсутствии тока во всех цепях схемы и исключении внешних механических сил, воздействующих на подвижные части аппара-

тов. Переключатели, не имеющие отключенного положения, изображают в одном из положений, принятом за исходное. Контакты приборов, измеряющих технологические параметры, например, температуру, давление, показываются в соответствии с их положением при оптимальном значении этих параметров.

Каждый элемент, изображенный на схеме, должен иметь позиционное обозначение по ГОСТ 2.710-81. Позиционное обозначение состоит из двух частей (двухбуквенный код) [3, 4, 5, 6]. Первая часть содержит две прописные буквы латинского алфавита, обозначающие условный код элементы, а вторая часть – порядковый номер элементы. Например: КК2 - второе электротепловое реле.

Таблица 3.1 – Буквенные коды наиболее распространенных видов элементов

Первая буква кода (обязательная)	Группа видов элементов	Примеры видов элементов
А	Устройства	Усилители, приборы телеуправления, лазеры, мазеры
В	Преобразователи неэлектрических величин в электрические (кроме генераторов и источников питания) или наоборот аналоговые или многозарядные преобразователи или датчики для указания или измерения	Громкоговорители, микрофоны, термоэлектрические чувствительные элементы, детекторы ионизирующих излучений, звукопередатчики, сельсины
С	Конденсаторы	
Д	Схемы интегральные, микросборки	Схемы интегральные аналоговые и цифровые, логические элементы, устройства памяти, устройства задержки
Е	Элементы разные	Осветительные устройства, нагревательные элементы
F	Разрядники, предохранители, устройства защитные	Дискретные элементы защиты по току и напряжению, плавкие предохранители, разрядники
G	Генераторы, источники питания, кварцевые осцилляторы	Батареи, аккумуляторы, электрохимические и электротермические источники
Н	Устройства индикационные и сигнальные	Приборы звуковой и световой сигнализации, индикаторы
К	Реле, контакторы, пускатели	Реле токовые и напряжения, реле электротепловые, реле времени, контакторы, магнитные пускатели
L	Катушки индуктивности, дроссели	Дроссели люминесцентного освещения
М	Двигатели	Двигатели постоянного и пере-

		менного тока
P	Приборы, измерительное оборудование	Показывающие, регистрирующие и измерительные приборы, счетчики, часы
Q	Выключатели и разъединители в силовых цепях	Разъединители, короткозамыкатели, автоматические выключатели (силовые)
R	Резисторы	Переменные резисторы, потенциометры, варисторы, терморезисторы
S	Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных	Выключатели, переключатели, выключатели, срабатывающие от различных воздействий
T	Трансформаторы, автотрансформаторы	Трансформаторы тока и напряжения, стабилизаторы
U	Преобразователи электрических величин в электрические, устройства связи	Модуляторы, демодуляторы, дискриминаторы, инверторы, преобразователи частоты, выпрямители
V	Приборы электровакуумные, полупроводниковые	Электронные лампы, диоды, транзисторы, тиристоры, стабилитроны
W	Линии и элементы сверхвысокой частоты, антенны	Волноводы, диполи, антенны
X	Соединения контактные	Штыри, гнезда, разборные соединения, токосъемники
Y	Устройства механические с электромагнитным приводом	Электромагнитные муфты, тормоза, патроны
Z	Устройства оконечные, фильтры, ограничители	Линии моделирования, кварцевые фильтры

Таблица 3.2 – Примеры двухбуквенных кодов

Первая буква кода (обязательная)	Группа видов элементов	Примеры видов элементов	Двухбуквенный код
A	Устройство (общее обозначение)		
B	Преобразователи не-электрических величин в электрические (кроме генераторов и источников питания) или наоборот аналоговые или многозарядные преобразователи или датчики для указания или изме-	Громкоговоритель	BA
		Магнитострикционный элемент	BB
		Детектор ионизирующих излучений	BD
		Сельсин-приемник	BE
		Телефон (капсюль)	BF
		Сельсин-датчик	BC
		Тепловой датчик	BK

	рения	Фотоэлемент	BL
		Микрофон	BM
		Датчик давления	BP
		Пьезоэлемент	BQ
		Датчик частоты вращения (тахогенератор)	BR
		Звукосниматель	BS
		Датчик скорости	BV
C	Конденсаторы		
D	Схемы интегральные, микросборки	Схема интегральная аналоговая	DA
		Схема интегральная, цифровая, логический элемент	DD
		Устройства хранения информации	DS
		Устройство задержки	DT
E	Элементы разные	Нагревательный элемент	EK
		Лампа осветительная	EL
		Пиропатрон	ET
F	Разрядники, предохранители, устройства защитные	Дискретный элемент защиты по току мгновенного действия	FA
		Дискретный элемент защиты по току инерционного действия	FP
		Предохранитель плавкий	FU
		Дискретный элемент защиты по напряжению, разрядник	FV
G	Генераторы, источники питания	Батарея	GB
H	Устройства индикационные и сигнальные	Прибор звуковой сигнализации	HA
		Индикатор символьный	HG
		Прибор световой сигнализации	HL
K	Реле, контакторы, пускатели	Реле токовое	KA
		Реле указательное	KH
		Реле электротепловое	KK
		Контактор, магнитный пускатель	KM
		Реле времени	KT
		Реле напряжения	KV
L	Катушки индуктивности, дроссели	Дроссель люминесцентного освещения	LL
M	Двигатели		

P	Приборы, измерительное оборудование Примечание. Сочетание PE применять не допускается	Амперметр	PA
		Счетчик импульсов	PC
		Частотомер	PF
		Счетчик активной энергии	PI
		Счетчик реактивной энергии	PK
		Омметр	PR
		Регистрирующий прибор	PS
		Часы, измеритель времени действия	PT
		Вольтметр	PV
		Ваттметр	PW
Q	Выключатели и разъединители в силовых цепях (энергоснабжение, питание оборудования и т.д.)	Выключатель автоматический	QF
		Короткозамыкатель	QK
		Разъединитель	QS
R	Резисторы	Терморезистор	RK
		Потенциометр	RP
		Шунт измерительный	RS
		Варистор	RU
S	Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных Примечание. Обозначение SF применяют для аппаратов, не имеющих контактов силовых цепей	Выключатель или переключатель	SA
		Выключатель кнопочный	SB
		Выключатель автоматический	SF
		Выключатели, срабатывающие от различных воздействий:	
		от уровня	SL
		от давления	SP
		от положения (путевой)	SQ
		от частоты вращения	SR
от температуры	SK		
T	Трансформаторы, автотрансформаторы	Трансформатор тока	TA
		Электромагнитный стабилизатор	TS
		Трансформатор напряжения	TV
U	Устройства связи	Модулятор	UB
	Преобразователи электрических величин в электрические	Демодулятор	UR
		Дискриминатор	UI
		Преобразователь частотный, инвертор, генератор частоты, выпрямитель	UZ
V	Приборы электровакуумные и полупровод-	Диод, стабилитрон	VD
		Прибор электровакуум-	VL

	никовые	ный	
		Транзистор	VT
		Тиристор	VS
W	Линии и элементы СВЧ	Ответвитель	WE
		Короткозамыкатель	WK
		Вентиль	WS
	Антенны	Трансформатор, неоднородность, фазовращатель	WT
		Аттенюатор	WU
Антенна		WA	
X	Соединения контактные	Токосъемник, контакт скользящий	XA
		Штырь	XP
		Гнездо	XS
		Соединение разборное	XT
		Соединитель высокочастотный	XW
Y	Устройства механические с электромагнитным приводом	Электромагнит	YA
		Тормоз с электромагнитным приводом	YB
		Муфта с электромагнитным приводом	YC
		Электромагнитный патрон или плата	YN
Z	Устройства оконечные фильтры, ограничители	Ограничитель	ZL
		Фильтр кварцевый	ZQ

Таблица 3.3 – Буквенные коды для указания функционального назначения элементов

Буквенный код	Функциональное назначение	Буквенный код	Функциональное назначение
A	Вспомогательный	N	Измерительный
B	Направление движения (вперед, назад, вверх, вниз, по часовой стрелке, против часовой стрелки)	P	Пропорциональный
		Q	Состояние (старт, стоп, ограничение)
C	Считающий	R	Возврат, сброс
D	Дифференцирующий	S	Запоминание, запись
F	Защитный	T	Синхронизация, задержка
G	Испытательный	V	Скорость (ускорение, торможение)
H	Сигнальный	W	Сложение
I	Интегрирующий	X	Умножение
K	Толкающий	Y	Аналоговый
M	Главный	Z	Цифровой

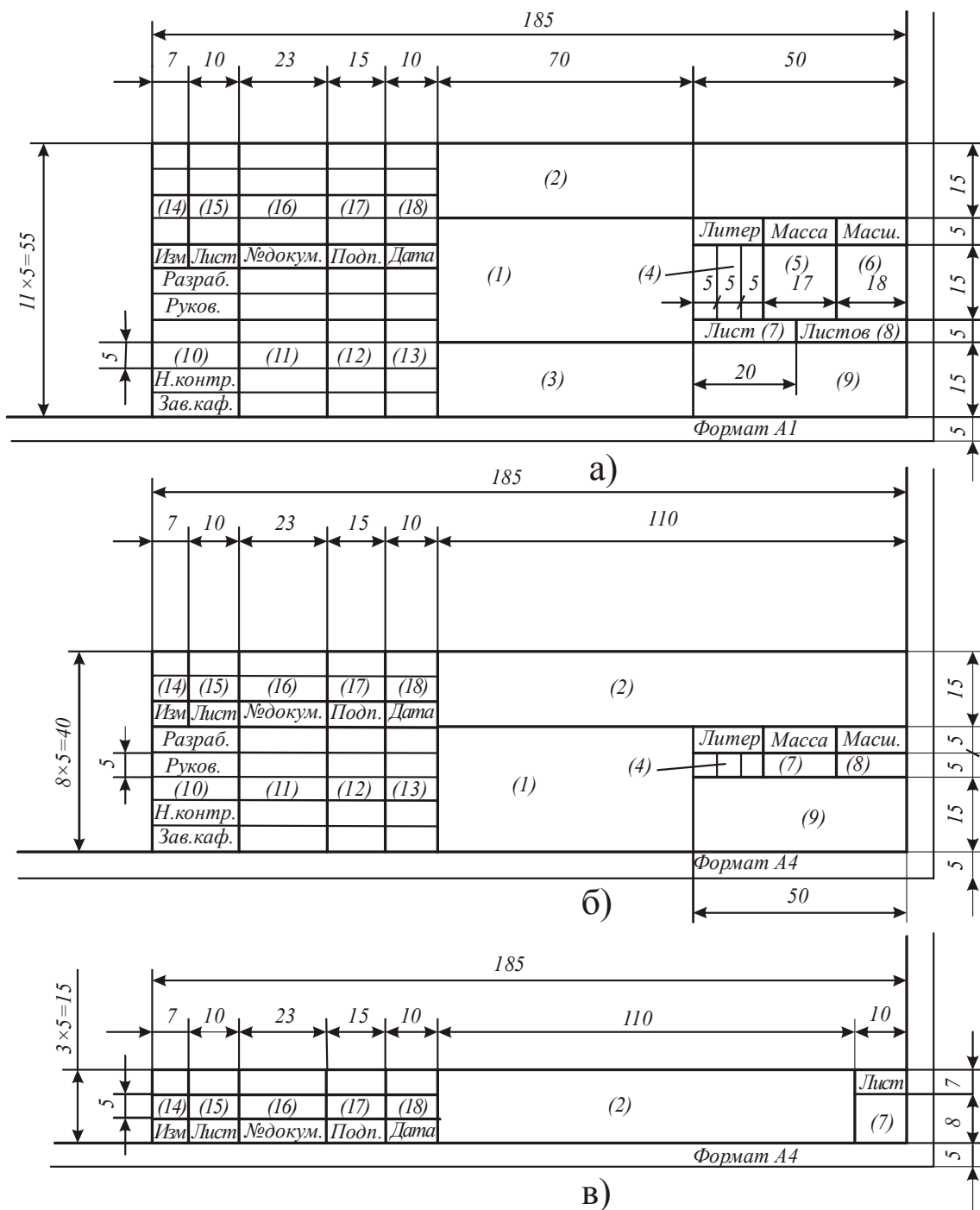


Рисунок 3.1 – Основная надпись: а) – для чертежей и схем; б) – для текстовых документов; в) – для последующих листов чертежей, схем и текстовых документов

Обозначение устройств и их элементов на схемах представляются следующим образом:

- при горизонтальном изображении цепей - над графическим изображением устройств;
- при вертикальном изображении цепей - справа от соответствующего графического изображения.

При необходимости составным частям (элементам) устройств, присваиваются порядковые номера, полученные добавлением к порядковому номеру позиционного обозначения элемента через точку.

Например: КМЗ.2 – вторая пара контактов третьего магнитного пускателя.

На принципиальной электрической схеме должны быть определены все элементы, входящие в состав устройства. Данные об элементах записывают в перечень элементов, оформленный в виде таблицы, которая располагается над основной надписью. В таблице указывают позиционное обозначение элемента, наименование элемента, количество элементов на схеме.

Вся техническая документация сопровождается основной надписью. Основные надписи располагают в правом нижнем углу технических документов. На листах формата А4 основные надписи располагают вдоль короткой стороны листа.

Основные надписи, дополнительные графы и рамки выполняют сплошными основными и сплошными тонкими линиями. В графах основной надписи (ГОСТ 2.104-68) (номера граф на рисунке 3.1 даны в скобках) указывают:

- 1 – наименование изделия в соответствии с ГОСТ 2.109-73, или наименование чертежа;
- 2 – обозначение документа (КП – курсовой проект, номер зачетной книжки, номер листа (01, 02, ... 08), тип схемы ГОСТ 2.701-76);
- 3 – наименование документа (курсовой проект);
- 4 – литеру по ГОСТ 2.103-68 (учебная - У);
- 5 – массу изделия по ГОСТ 2.109-73 (если имеется);
- 6 – масштаб (в соответствии с ГОСТ 2.302-68 и ГОСТ 2.109-73);
- 7 – порядковый номер листа (на документах, состоящих из одного листа, графу не заполняют);
- 8 – общее количество листов документа;
- 9 – наименование или различительный индекс предприятия, выпускающего документ (СтГАУ, наименование кафедры);
- 10, 11, 12 – характер работы, фамилии и подписи лиц, разработавших документ;
- 13 – дата подписи документа.

Схемы в зависимости от вида элементов и связей, входящих в состав изделия, подразделяются на виды, шифруемые буквами русского алфавита:

Вид схемы	Шифр	Вид схемы	Шифр
Электрическая	Э	Вакуумная	В
Гидравлическая	Г	Газовая	Х
Пневматическая	П	Автоматизации	А
Кинематическая	К	Комбинированная	С
Оптическая	Л		

Схемы в зависимости от основного назначения подразделяются на типы, шифруемые арабскими цифрами.

Тип схемы	Шифр по ГОСТ 2 701-76	Шифр по СТ СЭВ 527-77
Структурная	1	101
Функциональная	2	102
Принципиальная (полная)	3	201
Эквивалентная Соединений	-	202
(монтажная)	4	301
Общая	6	302
Подключения	5	303
Расположения	7	401
Прочие	8	-
Объединенная	0	-
Электрооборудования и проводки	-	402
Электроснабжения и связи	-	403

Наименование схемы определяется ее видом и типом. Например, схема электрическая принципиальная – шифр ЭЗ согласно ГОСТ 2.701-76. Допускается совмещать схемы следующих типов: принципиальную и соединений, соединений и подключения. Совмещенной схеме присваивают наименование схемы, тип которой имеет наименьший порядковый номер.

4 МЕТОДИКА РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1 Исходные данные для выполнения расчетов

Обстоятельное изучение электрических нагрузок в сельском хозяйстве, промышленности - сложная самостоятельная задача. Для наиболее часто распространенных производственных электроприемников показатели нагрузки определены на основе многолетних экспериментальных исследований.

В данном разделе приводится таблица нагрузок трансформаторных подстанций.

4.2 Определение места расположения трансформаторной подстанции.

Выбор конфигурации сети 0,38 кВ. Определение координат центра электрических нагрузок

Потребительские трансформаторные подстанции следует располагать в центре электрических нагрузок. Если нет возможности установить трансформаторную подстанцию в расчетном месте, то ее необходимо установить в том месте, которое максимально приближено к центру электрических нагрузок [9, 10, 20, 21, 22].

Координаты центра электрических нагрузок определяются по формулам:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n S_i x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \quad (4.1)$$

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n S_i y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}. \quad (4.2)$$

где S_i – расчетная мощность на вводе i -го потребителя, кВА;
 x_i, y_i - координаты i -го потребителя.

4.3 Определение электрических нагрузок сети 0,38 кВ

Определение нагрузок производится для каждого участка сети. Если расчетные нагрузки отличаются по величине не более чем в четыре раза, то их суммирование ведется методом коэффициента одновременности, в противном случае суммирование нагрузок ведется методом надбавок по формулам:

$$P_p = P_{\max} + \Delta P_i, \quad (4.3)$$

$$Q_p = Q_{\max} + \Delta Q_i \quad (4.4)$$

где P_{\max} , Q_{\max} – наибольшие из суммируемых нагрузок, кВт, квар;
 ΔP_i , ΔQ_i – надбавки от i -х нагрузок, кВт, квар.

Результат оформляется в таблицу 4.1.

**Таблица 4.1 – Данные по потреблению электроэнергии
в дневные и вечерние максимумы**

Участок сети	P_d , кВт	Q_d , квар	S_d , кВА	P_b , кВт	Q_b , квар	S_b , кВА

Суммирование нагрузок на ТП ведется методом надбавок или коэффициента одновременности аналогично, и результаты расчетов заносятся в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Суммирование нагрузок для трансформаторных подстанций

Номер ТП	P_d , кВт	Q_d , квар	S_d , кВА	P_b , кВт	Q_b , квар	S_b , кВА

Электрические нагрузки промышленных предприятий определяют выбор всех элементов системы электроснабжения: линий электропередачи, районных трансформаторных подстанций, питательных и распределительных сетей. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при проектировании и эксплуатации электрических сетей.

Расчет нагрузок на разных уровнях электроснабжения производится различными методами в зависимости от исходных данных и требований точности. Обычно расчет ведут от низших уровней к высшим. Однако при проектировании крупных предприятий иногда приходится вести расчеты от верхних уровней к нижним. В этом случае пользуются комплексным методом расчета. За основу берут информационную базу аналогичного предприятия (технология, объем производства, номенклатура изделий).

При этом сначала решают вопросы электроснабжения предприятия в целом, затем комплекса цехов, отдельного производства, района завода; цеха или части завода, питающихся от одной РП. Комплексный метод предусматривает одновременное применение нескольких способов расчета максимальной нагрузки P_p (табл. далее).

Таблица 4.3 - Методы расчета электрических нагрузок

Метод расчета	Формула	Пояснения
По электроемкости продукции	$P_p = \sum \Delta_i M_i / T_m$	M_i, Δ_i - объем и электроемкость продукции i -го вида; T_m - годовое число часов использования максимума нагрузки
По среднегодовому электропотреблению	$P_p = K_m A / T_r$	K_m - среднегодовой коэффициент максимума; A - среднегодовое электропотребление; $T_r = 8760$ - число часов в году
По удельным мощностям нагрузок	$P_p = \gamma F$	γ - удельная плотность нагрузки; F - площадь предприятия, района, цеха
По среднегодовому коэффициенту спроса K_c	$P_p = K_c P_{уст}$	$P_{уст}$ - сумма установленных мощностей; K_c - коэффициент спроса
Метод упорядоченных диаграмм	$P_p = K_m K_{и} P_{уст}$	$P_{уст}$ - сумма установленных мощностей; K_m - коэффициент максимума (табл. 1.8); $K_{и}$ - коэффициент использования

Для расчета электроснабжения промышленных объектов применим метод по среднему коэффициенту спроса, для групп потребителей применим метод упорядоченных диаграмм.

Таблица 4.4 - Сводка основных положений по определению расчетных электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм

Фактическое число электроприемников в группе, n	$m = \frac{P_{ном. max}}{P_{ном. min}}$	$n_{эф}$	P_p , кВт	Q_p , квар
1	2	3	4	5
Три и менее	не определяется		$P_p = \sum_1^n P_{ном}$	$Q_p = \sum_1^n P_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi$

Более трех	$m \leq 3$ При определении исключаются ЭП, суммарная мощность которых не превышает 5 % $\sum P_{\text{НОМ}}$ группы	$n_{\text{эф}} = n$	$P_p = K_M \cdot P_{\text{см}} =$ $= K_M \cdot \sum K_i \cdot P_{\text{НОМ}}$ (K_M определяется по табл. 1.8)	При $n \leq 10$ $Q_p = 1,1 \cdot Q_{\text{см}}$ при $n > 10$ $Q_p = Q_{\text{см}} =$ $= \sum_1^n P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi$
	$m > 3$ (точное определение не требуется)	$n_{\text{эф}} < 4$	$P_p = \sum K_3 \cdot P_{\text{НОМ}}$ (допускается принимать $K_3=0,9$ для ЭП длительного режима и $K_3=0,75$ для ЭП ПКР)	$Q_p = 0,75 \cdot P_p$ (для ЭП длительного режима $\cos\varphi=0,8$, $\text{tg}\varphi=0,75$) $Q_p = P_p$ (для ЭП ПКР $\cos\varphi=0,7$, $\text{tg}\varphi=1$)
	$m > 3$	$n_{\text{эф}} \geq 4$	$P_p = K_M \cdot P_{\text{см}}$ (K_M определяется по табл. 1.8)	При $n \leq 10$ $Q_p = 1,1 \cdot Q_{\text{см}}$ при $n > 10$ $Q_p = Q_{\text{см}} =$ $= \sum_1^n P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi$
	$m > 3$	$n_{\text{эф}} > 200$	$P_p = P_{\text{см}} =$ $= \sum K_i \cdot P_{\text{НОМ}}$	$Q_p = Q_{\text{см}}$

Эффективное число электроприемников определяется по соотношению $n_{\text{эф}} = \left(\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i} \right)^2 / \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i}^2$

Таблица 4.5 - Определение коэффициента максимума по известным значениям K_i и $n_{\text{эф}}$

$n_{\text{эф}}$	Коэффициент максимума K_M при K_i									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,25	2,87	2,42	2,0	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
35	1,55	1,41	1,30	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,03

40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,03
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,13	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,05	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
120	1,19	1,15	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02	1,01
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,01
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,01
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,00

4.4 Определение числа и мощности трансформаторов на подстанции

Для потребителей II и III категории в зависимости от величины расчетной нагрузки могут применяться трансформаторные подстанции с одним или двумя трансформаторами. Для питания электрической энергией потребителей I категории необходимо применять трансформаторные подстанции с двумя трансформаторами или однострансформаторные подстанции с резервированием дизельными электростанциями. С учетом перспективы развития выбирается коэффициент роста нагрузок трансформаторной подстанции.

Расчетная нагрузка с учетом перспективы развития определяется по формуле

$$S_p = k_p \cdot S_\Sigma, \quad (4.5)$$

где k_p – коэффициент роста нагрузок.

Мощность трансформатора выбирается исходя из условия

$$S_{\text{э.н}} \leq S_p \leq S_{\text{э.в}}, \quad (4.6)$$

где $S_{\text{э.н}}$ – нижний экономический интервал;

$S_{\text{э.в}}$ – верхний экономический интервал.

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок согласно.

$$k_{\text{сн}} = \frac{S_p}{S_{\text{мп}}}. \quad (4.7)$$

Технические данные выбранного трансформатора заносятся в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Технические данные трансформатора

Тип	Номинальная мощность	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з. %	Ток х.х., %	Схема соединений
		В.Н.	Н.Н.	х.х.	к.з.			

4.5 Выбор типа подстанции

Необходимо обосновать выбор типа трансформаторной подстанции (КТП, мачтовая ТП и т.д.) и привести ее схему электрическую принципиальную. В случае использования однитрансформаторной подстанции, при наличии потребителей I категории, необходимо произвести выбор автономного источника питания.

4.6 Определение места расположения распределительной подстанции. Конфигурация сети высокого напряжения и определение величины высокого напряжения

Распределительные, как и потребительские трансформаторные подстанции следует располагать в месте, которое максимально приближено центру электрических нагрузок.

Оптимальное напряжение определяется по формуле

$$U_{opt} = 4,34 \sqrt{L_{эк} + 16P_l \cdot 10^{-3}}, \quad (4.8)$$

где $L_{эк}$ – эквивалентная длина линии, км;

P_l – расчетная мощность на головном участке, кВт.

Эквивалентная длина участка определяется по формуле

$$L_{эк} = L_l + \sum_{i=1}^n L_i \cdot \frac{P_i}{P_l}, \quad (4.9)$$

где L_i – длина i-го участка линии, км;

P_i – мощность i-го участка линии, кВт.

4.7 Определение нагрузок в сети высокого напряжения

Нагрузки определяются для каждого участка сети. Если расчетные нагрузки отличаются по величине не более чем в четыре раза, то их суммирование ведется методом коэффициента одновременности по формулам:

$$P_p = k_0 \sum_{i=1}^n P_i, \quad (4.10)$$

$$Q_p = k_0 \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (4.11)$$

где k_0 – коэффициент одновременности.

В противном случае суммирование нагрузок ведется методом надбавок по формулам:

$$P_p = P_{\max} + \sum_{i=1}^n \Delta P_i, \quad (4.12)$$

$$Q_p = Q_{\max} + \sum_{i=1}^n \Delta Q_i, \quad (4.13)$$

где P_{\max} , Q_{\max} – наибольшие из суммируемых нагрузок, кВт, квар, ΔP_i ; ΔQ_i – надбавки от i -х нагрузок, кВт, квар.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Суммирование нагрузок для трансформаторных подстанций

Номер участка	P_d , кВт	Q_d , квар	S_d , кВА	P_B , кВт	Q_B , квар	S_B , кВА

4.8 Расчет сечения проводов сети высокого напряжения

Расчет сечения проводов сети высокого напряжения производится по экономической плотности тока

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (4.14)$$

где I_p – расчетный ток участка сети, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм² [14]

Максимальный ток участка линии высокого напряжения определяется по формуле

$$I_{\max} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (4.15)$$

где S_p – полная расчетная мощность, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

Расчет сечения проводов сводится в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчета сечения проводов участков сети

Участок сети	S_p , кВА	P_p , кВт	I_p , А	T_m , час	$j_{эк}$, А/мм ²	$F_{эк}$, мм ²	Марка провода

4.9 Определение потерь напряжения в высоковольтной сети и трансформаторе

Потери напряжения на участках линии высокого напряжения в вольтах определяются по формуле

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_{ном}} \cdot L, \quad (4.16)$$

где P – активная мощность участка, кВт;

Q – реактивная мощность участка, квар;

r_0 – удельное активное сопротивление провода, Ом/км;

x_0 – удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка, км.

Потеря напряжения на участке сети на участке сети высокого напряжения в процентах от номинального, определяется по формуле

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (4.17)$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Результаты расчета потерь напряжения участков высоковольтной сети

Участок сети	Марка провода	P , кВт	r_0 , Ом/км	Q , квар	x_0 , Ом/км	L , км	ΔU , В	ΔU , %

Потери напряжения в трансформаторе определяются по формуле,

$$\Delta U = \frac{S_{max}}{S_{тр}} \cdot (U_a \% \cdot \cos \varphi + U_p \% \cdot \sin \varphi) \quad (4.18)$$

где S_{max} – расчетная мощность, кВА;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА;

U_a – активная составляющая напряжения короткого замыкания, %;

U_p – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %.

активная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле

$$U_a = \frac{\Delta P_{к.з}}{S_{mp}} \cdot 100\% \quad (4.19)$$

где $\Delta P_{к.з}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт.

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле

формула

где $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Коэффициент мощности определяется по формуле

$$\cos \varphi = \frac{P_p}{S_p} \quad (4.20)$$

где P_p – расчетная активная мощность, кВт;

S_p – расчетная полная мощность, кВА.

4.10 Определение потерь мощности и энергии в сети высокого напряжения и трансформаторе

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле

$$\Delta P = 3I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (4.21)$$

где I – расчетный ток участка, А;

r_0 – удельное активное сопротивление участка, Ом/км;

L – длина участка, км.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле,

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (4.22)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (4.23)$$

где T_m – число часов использования максимума нагрузки, час.

Результаты расчетов заносятся в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Результаты расчета потерь мощности и энергии сети высокого напряжения

Участок сети	I, А	r_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	T_m , час	τ , час	ΔW , кВтч

Потери мощности и энергии, теряемые в высоковольтных линиях, в процентах от потребляемой, определяются по формулам:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{онт}} \cdot 100\% \quad (4.24)$$

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{онт} \cdot T_m} \cdot 100\% \quad (4.25)$$

Потери мощности и энергии в высоковольтной сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{х.х} + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з} \quad (4.26)$$

где $\Delta P_{х.х}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{к.з}$ – потери в меди трансформатора, кВт;

β – коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{х.х} \cdot 8760 + \beta^2 \Delta P_{к.з} \cdot \tau \quad (4.27)$$

4.11 Определение допустимой потери напряжения в сети 0,38 кВ

Допустимая потеря напряжения в сети 0,38 кВ определяется для правильного выбора сечения проводов линии.

В режиме минимальной нагрузки проверяется отклонение напряжения у ближайшего потребителя, которое не должно превышать +5%. В максимальном режиме отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя должно быть не более минус 5%. На районной подстанции осуществляется режим встречного регулирования $\delta U^{100} = 6\%$; $\delta U^{25} = 2\%$.

В минимальном режиме определяется регулируемая надбавка трансформатора.

$$V_{рег} \leq 5 - \delta U_{ш}^{25} + \Delta U_{Л35}^{25} + \Delta U_{тр}^{25} - V_{к} \quad (4.28)$$

где $\delta U_{ш}^{25}$ – надбавка на шинах РТП в минимальном режиме, %;

$\Delta U_{Л35}^{25}$ – потеря напряжения в линии 35 кВ в минимальном режиме, %;

ΔU_{mp}^{25} – потеря напряжения в трансформаторе в минимальном режиме, %;

V_n – конструктивная надбавка трансформатора, %.

Допустимая потеря напряжения в линии 0,38 кВ в максимальном режиме определяется по формуле

$$\Delta U_{доп} = \delta U_{ш}^{100} - \Delta U_{Л35}^{100} - \Delta U_{mp}^{100} + V_n + V_{рег} - (-5) \quad (4.29)$$

4.12 Определение сечения проводов и фактических потерь напряжения, мощности и энергии в сетях 0,38 кВ

Сечения проводов ВЛ-0,38 кВ [11] определяются по экономическим интервалам, или по допустимой потере напряжения по формулам, соответствующим конфигурации сети.

Сечения проводов магистрали по допустимой потере напряжения определяются по формуле

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_i L_i}{\gamma \cdot \Delta U_{доп.а} \cdot U_{ном}}, \quad (4.30)$$

где γ – удельная проводимость провода, (для алюминия $\gamma = 32 \text{ Ом} \cdot \text{м} / \text{мм}^2$);

$\Delta U_{доп.а}$ – активная составляющая допустимой потери напряжения, В;

P_i – активная мощность i -го участка сети, Вт;

L_i – длина i -го участка сети, м;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

Активная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле

$$\Delta U_{доп.а} = \Delta U_{доп} - \Delta U_p, \quad (4.31)$$

где ΔU_p – реактивная составляющая допустимой потери напряжения, В.

Реактивная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot L_i, \quad (4.32)$$

где Q_i – реактивная мощность i -го участка сети, квар;

L_i – длина i -го участка сети, км;

x_0 – удельное индуктивное сопротивление провода, Ом/км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Участки принимаются для последовательной цепи от источника до расчетной точки.

Для повышения пропускной способности линии и уменьшения сечения проводов у потребителей, имеющих большую реактивную мощность (25 квар и более), устанавливается поперечная емкостная компенсация. Мощность конденсаторной батареи определяется по формуле

$$Q_{к.у} = P_p \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{opt}), \quad (4.33)$$

где P_p – расчетная мощность кВт;

$tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности до компенсации;

$tg\varphi_{opt}$ – оптимальный коэффициент реактивной мощности.

Расчетная реактивная мощность после установки поперечной компенсации определяется по формуле

$$Q_p = Q_{p.ок} - Q_{к.у}, \quad (4.34)$$

$Q_{p.ок}$ – расчетная реактивная мощность до компенсации.

При этом фактические потери напряжения определяются, по формуле

$$\Delta U_{фак} = \frac{P_p \cdot r_0 + Q_p \cdot x_0}{U_{ном}} \cdot L. \quad (4.35)$$

Для компенсации потери напряжения в линии устанавливаются последовательно включенные конденсаторы. По формуле (4.41) определяется фактическая потеря напряжения в линии с принятым сечением провода.

Необходимая мощность конденсаторов определяется по формуле

$$Q_c = K \cdot S, \quad (4.36)$$

где S – максимальная мощность электроприемников, подключенных к линии в месте установки конденсаторов;

K – коэффициент, определяемый по формуле,

$$K = \sin \sqrt{\frac{1}{(1-U_c^*)^2} - \cos^2 \varphi}, \quad (4.37)$$

где U_c^* – требуемая надбавка напряжения выражается в относительных единицах к напряжению сети;

φ – угол сдвига фаз нагрузки в максимальном режиме;

$$U_c^* = \frac{U_{фак} - U_{дон}}{U_{ном}}, \quad (4.38)$$

где $U_{фак}$ – фактическое напряжение на участке компенсации.

Для подбора конденсаторов необходимо определить их реактивное сопротивление,

$$x_c = \frac{Q_c}{3 \cdot I^2}, \quad (4.39)$$

где I – ток, проходящий через конденсаторы, А, определяется по формуле

$$I = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (4.40)$$

Фактические потери напряжения после установки продольной компенсации определяются по формуле

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_p \cdot (x_0 \cdot L - x_c)}{U_{ном}} \quad (4.41)$$

Допустимую потерю напряжения можно определять по таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Допустимое отклонение напряжения

Элемент сети	Отклонение напряжения, %	
	при 100% нагрузке	при 25% нагрузке
Шины 35 кВ		
Линия 35 кВ		
Трансформатор 35/0,4 кВ: - потери напряжения - надбавка конструктивная - надбавка регулируемая		
Линия 0,38 кВ		
Потребитель		
Допустимое отклонение напряжения	-5	+5

Потери мощности и энергии в линиях 0,38 кВ определяются аналогично потерям мощности и энергии в высоковольтной линии, результаты расчетов заносятся в таблицу 4.12.

Таблица 4.12 – Потери мощности и энергии в сетях 0,38 кВ

Участок сети	S, кВт	P, кВт	I, А	r_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	T_m , час	τ , час	ΔW , кВтч
Итого									

4.13 Расчет сети по потере напряжения при пуске электродвигателя

Когда в сети работают короткозамкнутые асинхронные электродвигатели большой мощности, то после того, как сеть рассчитана по допустимым отклонениям напряжения, ее проверяют на кратковременные колебания напряжения при пуске электродвигателей. Известно, что пусковой ток асинхронного короткозамкнутого электродвигателя в 4...7 раз больше его номинального значения. Вследствие этого, потеря напряжения в сети при пуске может в несколько раз превышать допустимую потерю напряжения на двигателе, что будет значительно ниже, чем в обычном режиме.

Однако в большинстве случаев электродвигатели запускают не слишком часто (несколько раз в час), продолжительность разбега двигателя невелика – до 10 с.

При пуске электродвигателей допускаются значительно большие понижения напряжения, чем при нормальной работе. Требуется только, чтобы пусковой момент двигателя был достаточен для преодоления момента сопротивления и, следовательно, двигатель мог нормально развернуться.

Допустимое отклонение напряжения на зажимах двигателя определяется по формуле,

$$\delta U_{\text{доп.д}} = - \left(1 - \sqrt{\frac{\lambda_{\text{тр}} + 0,25}{\lambda_{\text{пуск}}}} \right) \cdot 100\% \quad (4.42)$$

Параметры сети от подстанции до места установки электродвигателя определяются по формулам:

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot L, \quad (4.43)$$

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot L \quad (4.44)$$

Фактическое отклонение напряжения на зажимах электродвигателя определяется по формуле

$$\delta U_{\text{д.пус.ф}} = \delta U_{\text{д.д.пуск}} - \Delta U_{\text{тр.пуск}} + \Delta U_{\text{Л0,38пуск}}, \quad (4.45)$$

где $\delta U_{\text{д.д.пуск}}$ – отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска, %;

$\Delta U_{\text{тр.пуск}}$ – потери напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя, %;

$\Delta U_{\text{Л0,38пуск}}$ – потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске электродвигателя, %.

Потеря напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя определяется по формуле

$$\Delta U_{\text{тр.пуск}} = \frac{P_{\text{д.пуск}} \cdot (U_{\text{а}} \% + U_{\text{р}} \% \cdot \text{tg} \varphi_{\text{пуск}})}{S_{\text{ном}}} \quad (4.46)$$

Мощность двигателя при пуске определяется по формуле

$$P_{\text{д.пуск}} = \frac{P_{\text{ном}} \cdot K_1 \cdot \cos \varphi_{\text{пуск}} \cdot \left(\frac{\lambda_{\text{тр}} + 0,25}{\lambda_{\text{пуск}}} \right)}{\eta_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}}, \quad (4.47)$$

где K – кратность пускового тока.

Коэффициент реактивной мощности при пуске определяется по формуле

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{пуск}} = \frac{X_{\text{к.л}}}{R_{\text{к.л}}}. \quad (4.48)$$

Потеря напряжения в линии 0,38 кВ при пуске определяется

$$\Delta U_{\text{л } 0,38 \text{ пуск}} = \frac{P_{\text{д.пуск}} \cdot 10^3 \cdot (r_{\text{л}} + x_{\text{л}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пуск}})}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\% \quad (4.49)$$

Заключением об успешности пуска электродвигателя является условие

$$\delta U_{\text{доп.д}} > \delta U_{\text{д.пуск.факт}}. \quad (4.50)$$

4.14 Определение конструктивных параметров высоковольтной и низковольтной линий

В данном разделе необходимо выбрать тип опор для высоковольтной и низковольтной линий, пролет между опорами, марки изоляторов и расстояние между фазами.

4.15 Расчет токов короткого замыкания

По электрической сети и электрооборудованию в нормальном режиме работы протекают токи, допустимые для данной установки. При нарушении электрической плотности изоляции проводов или оборудования в электрической сети внезапно возникает аварийный режим короткого замыкания, вызывающий резкое увеличение токов, которые достигают огромных значений.

Значительные по величине токи короткого замыкания представляют большую опасность для элементов электрической сети и оборудования, так как они вызывают чрезмерный нагрев токоведущих частей и создают большие механические усилия. При выборе оборудования необходимо учесть эти два фактора для конкретной точки сети. Для расчета и согласования релейной защиты также требуются токи короткого замыкания.

Для расчетов токов короткого замыкания составляется расчетная схема и схема замещения.

Расчет токов короткого замыкания в высоковольтной сети

Токи короткого замыкания в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП-№.

Токи короткого замыкания определяются методом относительных базисных или именованных величин. За основное напряжение принимается напряжение, равное $U_{осн} = 1,05U_{ном}$.

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (4.51)$$

где Z – полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{сист})^2 + (\sum r_l)^2}, \quad (4.52)$$

где $\sum r_l$ – активное сопротивление провода до точки короткого замыкания, Ом;

$\sum x_l$ – реактивное сопротивление провода до точки короткого замыкания, Ом;

$\sum x_{сист}$ – реактивное сопротивление системы, Ом.

$$x_{сист} = \frac{U_{осн}^2}{S_k}, \quad (4.53)$$

где S_k – мощность короткого замыкания на шинах высоковольтного напряжения, мВА.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)}. \quad (4.54)$$

Ударный ток определяется по формуле,

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yд} \cdot I_k^{(3)}. \quad (4.55)$$

где $\kappa_{yд}$ – ударный коэффициент, который определяется по формуле

$$\kappa_{yд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (4.56)$$

где T_a – постоянная времени затухания определяется по формуле

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}. \quad (4.57)$$

Расчет токов короткого замыкания в сети 0,38кВ

Токи короткого замыкания в сети 0,38 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ ТП-№ и в конце каждой отходящей линии.

За основное напряжение принимается напряжение, равное $U_{осн} = 1,05U_{ном}$. Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле, приведенной выше. Полное сопротивление участка сети определяется по формуле

$$z = \sqrt{(x_{mp} + x_n)^2 + (r_{mp} + r_n)^2}, \quad (4.58)$$

где x_{mp} – реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

r_{mp} – активное сопротивление трансформатора, Ом.

Реактивное сопротивление трансформатора определяется по формуле

$$x_{mp} = \frac{U_{к.р. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3, \quad (4.59)$$

где $U_{к.р. \%}$ – реактивная составляющая тока короткого замыкания, %;

$S_{ном}$ – мощность трансформатора 35/0,4 кВА.

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле

$$r_{mp} = \frac{U_{к.а. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3, \quad (4.60)$$

где $U_{к.а. \%}$ – активная составляющая тока короткого замыкания, %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле

$$I_k^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_\phi}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}, \quad (4.61)$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ – полное сопротивление трансформатора току короткого замыкания на корпус, Ом;

z_n – полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

$$z_n = \sqrt{(r_\phi + r_N)^2 + (x_\phi + x_N)^2} \quad (4.62)$$

где r_ϕ – активное сопротивление фазного провода, Ом;

r_N – активное сопротивление нулевого провода, Ом;

x_ϕ – реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

x_N – реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Результаты расчетов токов короткого замыкания заносятся в таблицу 4.13.

Таблица 4.13 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка к.з.	r_ϕ , Ом	x_ϕ , Ом	z , Ом	z_n , Ом	T_a	$K_{уд}$	$I(3)$, кА	$I(2)$, кА	$I(1)$, кА	$I_{уд}$, кА

4.16 Выбор и проверка аппаратуры высокого напряжения ячейки питающей линии

Выбирается место установки и тип коммутационных и защитных аппаратов.

Согласно ПУЭ электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую устойчивости.

Для выбора и проверки электрических аппаратов высокого напряжением целесообразно составить таблицу, куда вносятся исходные данные места установки аппарата и его каталожные данные.

Таблица 4.14 – Сравнение исходных данных места установки, с параметрами выключателя (QF), разъединителя (QS), трансформатора тока (ТА)

Исходные данные места установки	Параметры QF	Параметры QS	Параметры ТА
	Тип: ВМПП-35	Тип: РЛДЗ-35/1000	Тип: ТПОЛ-35
$U_{ном}$			
$I_{ном}$			
$I_{к1}^{(3)}$			
$i_{уд}$			
$[I_{к1}^{(3)}]^2 \cdot t_k$			

4.17 Расчет уставок релейной защиты

Согласно ПУЭ на отходящих линиях высокого напряжения устанавливают максимальную токовую защиту и токовую отсечку, т.е. защиту I и III ступеней.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока линии

$$I_{с.з.}^{III} = \frac{\kappa_{отс} \cdot \kappa_{с.з.} \cdot I_p}{\kappa_{\theta}} \quad (4.63)$$

где $\kappa_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$\kappa_{с.з.}$ – коэффициент самозапуска, $\kappa_{с.з.} = 1,1$;

κ_{θ} – коэффициент возврата.

Ток срабатывания реле определяется по формуле

$$I_{с.р.}^{III} = \frac{\kappa_{сх} \cdot I_{с.з.}^{III}}{\kappa_{тт}} \quad (4.64)$$

где $\kappa_{сх}$ – коэффициент схемы (для неполной звезды $\kappa_{сх} = 20$);

$\kappa_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания в конце защищаемой линии.

Значение коэффициента чувствительности в основной зоне должно быть не менее 1,5

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}^{\text{III}}} \quad (4.65)$$

Токовая отсечка рассчитывается по максимальному значению тока короткого замыкания в конце защищаемой линии

$$I_{\text{сп}}^{(1)} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сх}} \cdot I_{K2}^{(3)}}{K_{\text{м.т.}}} \quad (4.66)$$

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания в месте установки защиты. Коэффициент чувствительности для токовой отсечки должен быть не менее двух

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K1}^{(2)} \cdot K_{\text{сх}}}{I_{\text{уст}} \cdot K_{\text{м.т.}}} \quad (4.67)$$

4.18 Выбор и проверка высоковольтной и низковольтной аппаратуры на подстанции

Разъединитель QS выбирается по тем же условиям, что и разъединитель питающей линии:

Тип _____;
 номинальный ток _____ А;
 номинальное напряжение _____ кВ;
 амплитуда сквозного тока _____ кА;
 ток термической стойкости _____ кА.

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливаются предохранители FU1 - FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию,

$$I_{\text{ном.пл.вст}} = \frac{2 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.68)$$

Номинальный ток плавкой вставки округляется до ближайшего большего стандартного значения.

Шины 0,4 кВ подключаются к трансформатору через выключатель Q типа P2315 с номинальным током $I_{\text{ном}} = \text{_____} \text{ A}$.

Трансформаторы тока ТА1 – ТА3 типа ТК-20 для питания счетчика активной энергии.

Линия уличного освещения защищается предохранителем FU4, типа НПН-2 с номинальным током плавкой вставки $I_{\text{ном.пл.вст}} = \text{_____} \text{ A}$, управле-

ние уличным освещением осуществляется при помощи магнитного пускателя типа ПМЛ.

Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях производится: исходя из следующих условий

$$1 \quad I_{\text{ном.т.р.}} \geq \kappa_{\text{с.з.}} \cdot I_{\text{расч}}, \quad (4.69)$$

где $\kappa_{\text{с.з.}} = 1$,

$$2 \quad I_{\text{пред}} \geq I_{\text{к.мах}}^{(3)}, \quad (4.70)$$

$$3 \quad \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{эм.р}}} \geq 1,25, \quad (4.71)$$

$$4 \quad \frac{I_{\text{к.мин}}^{(1)}}{I_{\text{эм.р}}} \geq 1,25 \quad (4.72)$$

При защите отходящих линий предохранителями должны соблюдаться следующие условия

$$1 \quad \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{н.вс}}} \geq 3, \quad (4.73)$$

$$2 \quad I_{\text{н.вс.}} \geq \kappa_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (4.74)$$

$\kappa_{\text{н}} = 1$ – при постоянной нагрузке;

$\kappa_{\text{н}} = 1,6 - 2,5$ – при наличии двигателей.

4.19 Согласование защит, карта селективности

Для согласования действия защит необходимо построить карту селективности, которая представляет собой построенные в координатах время-ток, графики зависимости времени срабатывания защитных аппаратов от тока, приведенного к одной ступени напряжения. Построение выполняется в логарифмическом масштабе.

Порядок построения

1 Наносится характеристика автоматического выключателя с максимальным током теплового расцепителя, приведенного к выбранной ступени напряжения, на карту селективности по точкам.

Таблица 4.15 – К построению карты селективности

t, с												
к												
$I_{\text{ср}}, \text{А}$												
$I = I_{\text{ср}} \cdot \kappa_{\text{тр}}$												

2 Далее наносится характеристика предохранителя ПК с номинальным током плавкой вставки по точкам.

Таблица 4.16 – К построению карты селективности

t, с						
I _{сп} , А						

3 Откладывается ток трехфазного короткого замыкания на шинах 0,4 кВ расчетной ТП-№, приведенный к выбранной ступени напряжения, получается точка А, из которой видно, через какое время сработает предохранитель ПК после короткого замыкания на шинах 0,38 кВ в случае отказа автомата.

4.20 Выбор устройства защиты от перенапряжения

Выбираются и обосновываются устройства от перенапряжений на высокой и низкой стороне расчетной ТП-№.

4.21 Расчет контура заземления подстанции

Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединена нейтраль трансформатора, должно быть не более 4 Ом при номинальном напряжении 380 В. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом заземлителей нулевого провода ВЛ-0,38 кВ при количестве отходящих линий не менее двух. При этом сопротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от нейтрали трансформатора, т.е. на ТП, и сопротивление повторного заземлителя не должны быть более 30 Ом. Сопротивление заземлителей нулевого рабочего провода каждой ВЛ-0,38 кВ должно быть не более 10 Ом.

В сельских сетях в качестве заземлений рекомендуется применять угловую сталь. Сопротивление одного электрода из угловой стали, погруженного вертикально с вершиной на поверхности земли, определяется по формуле

$$R_c = \frac{0,366}{l_c} \cdot \rho \cdot \lg \frac{4 \cdot l_c}{0,95 \cdot b_{yz}}, \quad (4.75)$$

где b_{yz} – ширина полки уголка, м;

ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

l_c – длина стержня, м.

Предварительное число стержней одиночного повторного заземления нулевого рабочего провода, которое нужно выполнить на концах ВЛ длиной более 200 м и на вводах от ВЛ к электроустановкам, подлежащим занулению, определяется по формуле

$$n = \frac{R_c}{30}. \quad (4.76)$$

Число стержней на ТП без учета взаимного экранирования

$$n_{m.n.} = \frac{R_c}{R_{m.n.}} \quad (4.77)$$

Зная $n_{од}$, $l_{од}$ и a – расстояние между стержнями, по [12, 18, 19, 20] определяется коэффициент взаимного экранирования η_c .

Тогда результирующее сопротивление стержневых заземлителей на ТП определяется по формуле,

$$R_c' = \frac{R_c}{n_{m.n.} \cdot \eta_c} \quad (4.78)$$

Сопротивление соединительной полосы $\epsilon_n =$ _____ мм, длиной $l =$ _____ м, проложенной на глубине $h =$ _____ м с учетом коэффициента экранирования η_c , определяется по формуле

$$R_n' = \frac{0,366}{l \cdot \eta_c} \cdot \rho \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{l \cdot \eta_n} \quad (4.79)$$

расчетное сопротивление заземляющего устройства одиночного повторного заземлителя на ВЛ-0,38 кВ не должно превышать 30 Ом

$$R_{од} = \frac{R_c' \cdot R_n'}{R_c' + R_n'} \quad (4.80)$$

Если на одной линии ВЛ-0,38 кВ имеется n одиночных повторных заземлителей, то сопротивление заземлителей нулевого рабочего провода не должно превышать 10 Ом

$$R_{з.в.л.} = \frac{R_{од}}{n} \quad (4.81)$$

Тогда при количестве отходящих линий ВЛ-0,38 кВ, сопротивление нейтрали трансформатора ТП не должно превышать 4 Ом

$$R_3 = \frac{\frac{R_{з.в.л.}}{K} \cdot R_{од}}{\frac{R_{з.в.л.}}{K} + R_{од}} \quad (4.82)$$

5 ПРОГРАММА ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 0,38-35 кВ

Система автоматизированного проектирования «Электроснабжение 2.2» [13, 14, 16, 17], предназначена для проектирования электрических распределительных сетей 0,38, 6, 10, 35 кВ.

Целью данной программы является автоматизация проектирования объектов электроснабжения промышленных и сельскохозяйственных предприятий, районов и т.д.

Используя представленный программный продукт, возможно произвести расчет электроснабжения района, промышленного или сельскохозяйственного предприятия, населенного пункта, произвести реконструкцию электрических сетей.

На плане района (объекта) можно разместить до 200 трансформаторных подстанций, запитанных от РТП. Каждая трансформаторная подстанция (обеспечивающая электроснабжение, например, какого либо предприятия, населенного пункта, и т.д.) может содержать до 200 потребителей (для промышленности до 200 групп потребителей). Таким образом, максимальное число потребителей составляет $200 \times 200 = 40000$.

Результаты проектирования сохраняются в файл с расширением *.doc* и возможны для дальнейшего редактирования и структурирования расчетно-пояснительной части разрабатываемого проекта.

Процесс расчета состоит из следующих основных этапов:

1. Исходные данные;
2. Определение места расположения ТП, выбор конфигурации сети 0,38 кВ;
3. Определение электрических нагрузок сети 0,38 кВ;
4. Определение числа мощности трансформаторов на подстанции;
5. Выбор типа подстанции;
6. Определение места расположения подстанции, конфигурация сети высокого напряжения и определение величины высокого напряжения;
7. Определение нагрузки в сети высокого напряжения;
8. Расчет сечения проводов в сети высокого напряжения;
9. Определение потерь высокого напряжения в высоковольтной сети и трансформаторе;
10. Определение потерь мощности и энергии в сети высокого напряжения и трансформаторе;
11. Определение допустимых потерь напряжения в сети 0,38 кВ;
12. Определение сечения проводов и фактических потерь напряжения, мощности и энергии в сетях напряжением 0,38 кВ. Компенсация реактивной мощности в сетях 0,38 кВ;
13. Определение конструктивных параметров высоковольтной и низковольтной линии;

14. Расчет токов короткого замыкания;
 15. Выбор и проверка аппаратуры высокого напряжения ячейки питающей линии.
 16. Расчет электрических нагрузок расчетного населенного пункта;
 17. Компенсация реактивной мощности в сетях 0,38 кВ;
 18. Расчет сети на потерю напряжения при пуске электродвигателя;
 19. Расчет уставок релейной защиты;
 20. Выбор и проверка высоковольтной и низковольтной аппаратуры на подстанции;
 21. Выбор устройства защиты от перенапряжений;
 22. Расчет контура заземления подстанции.
- Рабочее окно программы состоит из меню, ряда функциональных клавиш рисунок 5.1.

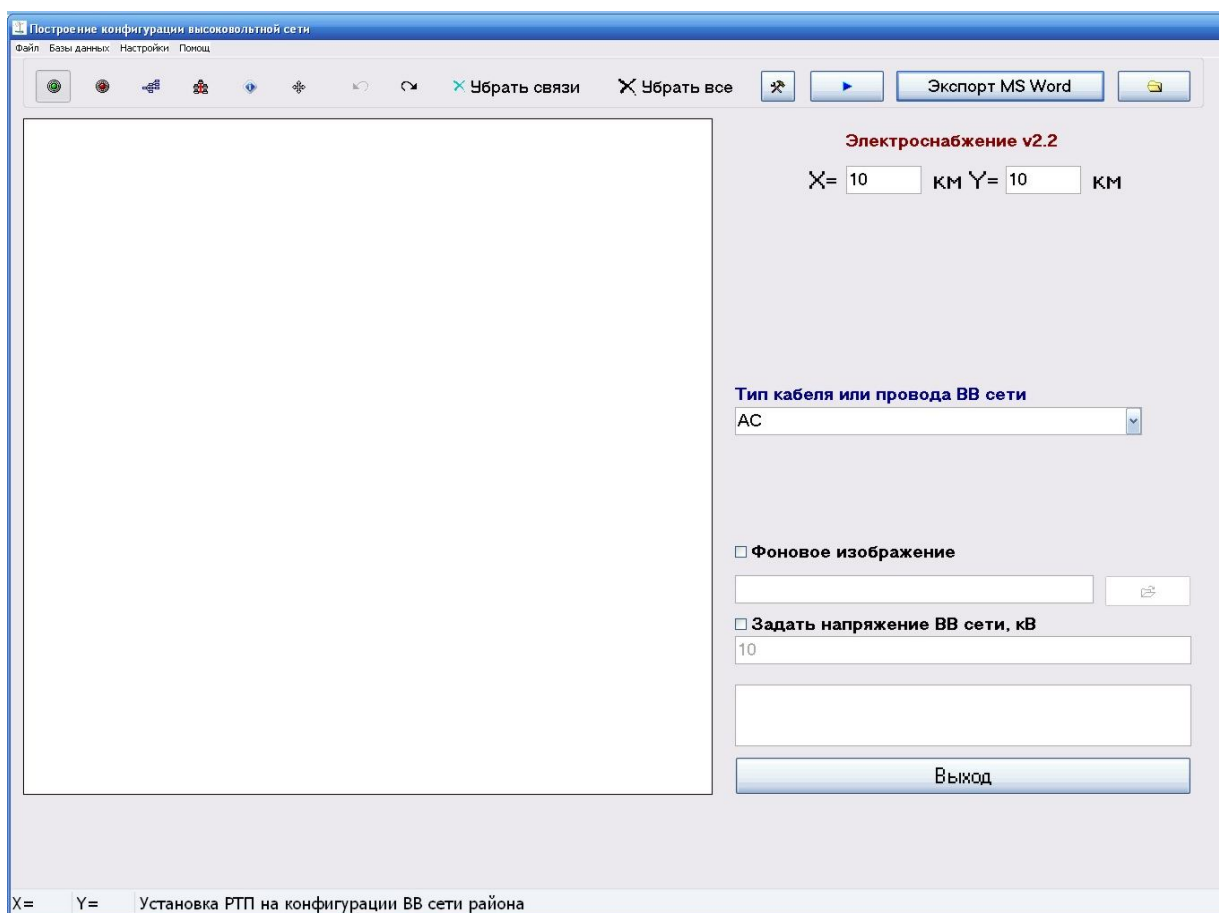


Рисунок 5.1 – Рабочее окно программы «Электроснабжение 2.2»

Меню «Файл» позволяет выполнить следующие операции:

- «Открыть»;
- «Сохранить»;
- «Закрыть».

Меню «Базы данных» содержит:

«Базы данных потребителей» рисунок 5.2;

Наименование объекта	Шифр	Рд, кВт	Qд, кВар	Рв, кВт	Qв, кВар
Откорм свиней на 4000	1	75	65	45	40
Откорм свиней на 6000	2	120	105	65	60
Откорм свиней на 8000	3	185	170	105	90
Откорм свиней на 10000	4	240	210	120	105
Выращивание и откорм свиней на 3000	5	105	90	65	60
Выращивание и откорм свиней на 4000	6	120	105	90	80
Выращивание и откорм свиней на 6000	7	150	150	105	90
Выращивание и откорм свиней на 10000	9	300	260	150	120
Выращивание и откорм свиней на 12000	10	420	430	310	320
Выращивание и откорм свиней на 24000	11	560	570	420	430
Выращивание и откорм свиней на 54000	12	700	715	520	530
Выращивание и откорм свиней на 108000	13	1250	1280	900	920
Откорм свиней с электрообогревом молодняка на 3000	14	185	80	145	65
Откорм свиней с электрообогревом молодняка на 4000	15	220	95	185	80
Откорм свиней с электрообогревом молодняка на 6000	16	280	120	230	100
Откорм свиней с электрообогревом молодняка на 8000	17	370	160	270	115
Откорм свиней с электрообогревом молодняка на 10000	18	550	235	370	160
Откорм свиней с электрообогревом молодняка на 12000	19	735	310	460	195
Репродуктивная свиноферма на 200 маток	20	65	55	35	25

Рисунок 5.2 – Базы данных потребителей

В данных для потребителей приводится мощность дневного и вечернего потребления активной и реактивной мощности.

«Базы данных промышленных потребителей» рисунок 5.3;

Наименование цеха, производства	Kс (коэф. спроса)	cos(fi)	Примечание
Арматурный цех	0,35	0,6	Заводы тяжелого машиностроения
Рессорный цех	0,3	0,65	Заводы тяжелого машиностроения
Сварочный цех	0,45	0,6	Заводы тяжелого машиностроения
Аппаратный цех	0,3	0,7	Заводы тяжелого машиностроения
Изоляционный цех	0,6	0,9	Заводы тяжелого машиностроения
Лаковарочный цех	0,6	0,9	Заводы тяжелого машиностроения
Эстакада	0,25	0,65	Заводы тяжелого машиностроения
Цех пресс-порошка	0,5	0,85	Заводы тяжелого машиностроения
Цех электролиза	0,5	0,8	Заводы тяжелого машиностроения
Цех металлопокрытий	0,4	0,8	Заводы тяжелого машиностроения
Экспериментальный цех	0,2	0,7	Заводы тяжелого машиностроения
Главный корпус	0,4	0,85	Трансформаторные заводы
Сварочный корпус	0,35	0,7	Трансформаторные заводы
Аппаратный корпус	0,3	0,7	Трансформаторные заводы
Изоляционный корпус	0,6	0,9	Трансформаторные заводы

Рисунок 5.3 – Базы данных промышленных потребителей

В данных для промышленных потребителей приводится коэффициент спроса и коэффициент мощности.

«Базы данных промышленных механизмов и аппаратов» рисунок 5.4;

Промышленные механизмы и аппараты	Ки (коэф. использ.)	cos(φ)
расточной станок	0,14	0,5
мелкие токарный станок	0,14	0,5
фрезерный станок	0,14	0,5
точильный станок	0,14	0,5
сверлильный станок	0,14	0,5
карусельный станок	0,14	0,5
строгальный станок	0,14	0,5
долбежный станок	0,14	0,5
расточной станок при крупносерийном производстве	0,16	0,6
мелкие токарный станок при крупносерийном производстве	0,16	0,6
фрезерный станок при крупносерийном производстве	0,16	0,6
точильный станок при крупносерийном производстве	0,16	0,6
сверлильный станок при крупносерийном производстве	0,16	0,6
карусельный станок при крупносерийном производстве	0,16	0,6
строгальный станок при крупносерийном производстве	0,16	0,6
долбежный станок при крупносерийном производстве	0,16	0,6

Рисунок 5.4 – Базы данных промышленных механизмов и аппаратов

В данных для механизмов приводится коэффициент использования и коэффициент мощности.

«Базы данных трансформаторов» рисунок 5.5;

Нач. мощн.	Конечная мощн.	Мощность	В.В. напр.	Н.В. напр.	Потери х.х.	Потери к.з.	Напряжение к.з., %	Ток х.х., %	Тип трансформатора
0	37,5	25	10	0,4	0,125	0,6	4,5	3,2	ТМ-25
37,5	60	40	10	0,4	0,18	0,88	4,5	3	ТМ-40
60	94,5	63	10	0,4	0,265	1,28	4,5	2,8	ТМ-63
94,5	150	100	10	0,4	0,365	1,97	4,5	2,6	ТМ-100
150	240	160	10	0,4	0,54	2,65	4,5	2,4	ТМ-160
240	375	250	10	0,4	1,05	3,7	4,5	2,3	ТМ-250
375	600	400	10	0,4	1,45	5,5	4,5	2,1	ТМ-400
600	945	630	10	0,4	2,27	7,6	5,5	2	ТМ-630
945	1500	1000	10	0,4	3,8	12,7	5,5	3	ТМ-1000
1500	2500	2000	10	0,4	7,2	25,4	5,5	4	2 x ТМ-1000
2500	3500	3000	10	0,4	11	38,1	5,5	5	3 x ТМ-1000
3500	100000	4000	10	0,4	14,8	50,8	6	5,5	4 x ТМ-1000
0	150	100	35	0,4	0,465	1,97	6,5	4,16	ТМ-100
150	240	160	35	0,4	0,66	2,65	6,5	2,4	ТМ-160
240	375	250	35	0,4	0,96	3,7	6,5	2,5	ТМ-250
375	600	400	35	0,4	1,35	5,5	6,5	2,1	ТМ-400
600	900	630	35	0,4	2	7,6	6,5	2	ТМ-630

Рисунок 5.5 – Базы данных трансформаторов

В данных для трансформаторов приводятся начальная, конечная и номинальная мощность, величина высокого и низкого напряжения, потери холостого хода, потери при коротком замыкании, напряжение к.з. в % ток холостого хода в % и тип трансформатора.

«Базы данных проводов и кабелей» рисунок 5.6;

Марка провода	Ном. сечение	Сечение	Сопротивление, Ом/км	Масса, кг/км	X	Тип	U
AC-16	16	15,9	1,8	43	0,43	AC	35
AC-25	25	24,9	1,14	68	0,43	AC	35
AC-35	35	34,3	0,83	94	0,42	AC	35
AC-50	50	49,5	0,576	135	0,42	AC	35
AC-70	70	69,2	0,412	189	0,42	AC	35
AC-95	95	92,4	0,308	252	0,4	AC	35
AC-120	120	117	0,246	321	0,4	AC	35
AC-150	150	148	0,194	406	0,38	AC	35
AC-185	185	183	0,157	502	0,38	AC	35
AC-240	240	239	0,12	655	0,38	AC	35
AC-300	300	288	0,1	794	0,38	AC	35
AC-350	350	246	0,083	952	0,35	AC	35
AC-500	500	500	0,045	1800	0,35	AC	35
AC-1000	1000	1000	0,02	3600	0,35	AC	35
AC-2 x 1000	2000	2000	0,01	7200	0,35	AC	35
AC-3 x 1000	3000	3000	0,01	10800	0,35	AC	35
АВВГ 3-2,5	2,5	2,5	12,1	107	0,09	АВВГ 3	1
АВВГ 3-4,0	4	4	7,41	148	0,09	АВВГ 3	1
АВВГ 3-6,0	6	6	5,11	178	0,09	АВВГ 3	1
АВВГ 3-10,0	10	10	3,08	233	0,07	АВВГ 3	1
АВВГ 3-16,0	16	16	1,91	298	0,07	АВВГ 3	1

Рисунок 5.6 – Базы данных проводов и кабелей

В данных для проводов и кабелей указываются: марка провода или кабеля, номинальное сечение, сечение, сопротивление одного километра, масса одного километра, индуктивное сопротивление, тип кабеля или провода, рабочее напряжение.

«Базы данных масляных выключателей» рисунок 5.7;

Тип прибора	Напряжение	Ток	Ik1(3)	Iудк1	Ik1(3)^2*tk
ВС-10-0,8	10	0,032	0,8	2,1	0,8
ВС-10-2,5	10	0,063	2,5	6,5	2,5
ВМГП-10	10	0,63	20	52	20
ВМГП-10	10	1	20	52	20
ВМП-10	10	1,25	20	64	20
ВМП-10	10	1,5	20	64	20
ВМПП-10	10	1,6	31,5	80	31,5
ВМПЗ-10	10	3,2	31,5	80	31,5
МГГ-10	10	4	45	120	45
МГГ-10	10	5	63	170	63
МГ-10	10	9	105	300	70
ВП-35	35	0,4	5	16	6,3
ВТ-35	35	0,63	10	26	10
ВТ-35	35	0,8	12,5	31	12,5
МКП-35	35	1	25	63	25
У-35	35	2	40	102	40
С-35-50	35	3,2	50	127	50

Рисунок 5.7 – База данных масляных выключателей

В данных для масляных выключателей указываются: номинальное напряжение и токи.

«Базы данных разъединителей» рисунок 5.8;

Тип прибора	Напряжение	Ток	Ik1(3)	Iудк1	Ik1(3)^2*tk
РЛНДА-10/200	10	200	0	20	8
РЛНДА-10/400	10	400	0	25	10
РЛДНА-10/630	10	630	0	35,5	12,5
РДК-10К/4000	10	4000	0	250	90
РДК-10К/5000	10	5000	0	180	71
РНД(3)-35/1000	35	1000	0	64	25
РНД(3)-35/2000	35	2000	0	84	31,5
РНД(3)-35/3200	35	3200	0	128	50

Рисунок 5.8 – База данных разъединителей

В данных для разъединителей указываются: номинальное напряжение и токи .

«Базы данных трансформаторов тока» рисунок 5.9;

Тип прибора	Напряжение	Ток	IK1(3)	IудK1	IK1(3)^2*tk
ТЛП-10КУЗ	10	2,47	0	2,47	0,04
ТЛП-10КУЗ	10	3,7	0	3,7	0,06
ТЛП-10КУЗ	10	7,4	0	7,4	0,12
ТЛП-10КУЗ	10	14,8	0	14,8	0,2
ТЛП-10КУЗ	10	74,5	0	74,5	0,4
ТЛП-10КУЗ	10	74,5	0	74,5	0,6
ТЛП-10КУЗ	10	74,5	0	74,5	0,8
ТПЛМУ-10	10	70	0	70	1,2
ТПЛМУ-10	10	70	0	70	1,6
ТЛП-10КУЗ	10	74,5	0	74,5	2,4
ТЛП-10КУЗ	10	74,5	0	74,5	3,2
ТЛП-10КУЗ	10	74,5	0	74,5	4
ТЛП-10КУЗ	10	74,5	0	74,5	6
ТШЛ-10К	10	125	0	125	8
ТШЛ-10К	10	125	0	125	12
ТШЛ-10К	10	125	0	125	16
ТШЛ-10К	10	125	0	125	20
ТПОЛ-35	35	100	0	100	1,6
ТПОЛ-35	35	100	0	100	2,4
ТПОЛ-35	35	100	0	100	3,2
ТПОЛ-35	35	100	0	100	4

Рисунок 5.9 – База данных трансформаторов тока

В данных для трансформаторов тока указываются: номинальное напряжение и токи.

«Базы данных конденсаторных установок» рисунок 5.10;

Нач мощн	Кон мощн	Наименование	Серия, тип	Ном. мощн	Ном. U	Ном. f	Кол-во ступ	Масса, кг	ГОСТ
20	25	Установка конденсаторная	ККУ-0,4-20УЗ	20	0,4	50	2	20	ТУ 647РК
50	75	Установка конденсаторная	ККУ-0,4-50УЗ	50	0,4	50	2	25	ТУ 647РК
75	100	Установка конденсаторная дл	УКН6-0,4-75Уз	75	0,4	50	-	75	ТУ16-91 ИБВЕ 67381
100	200	Установка конденсаторная дл	УКМ58-0,4-100-33 1/3 УЗ	100	0,4	50	3x33	175	ТУ16.673083-86 ИБД
200	268	Установка конденсаторная дл	УКМ58-0,4-200-33 1/3 УЗ	200	0,4	50	6x33	285	ТУ16.673083-86 ИБД
268	402	Устан. конд для авт. компенс.	УКМ58-0,4-268-67 УЗ	268	0,4	50	4x67	335	ТУ16.673083-86 ИБД
402	536	Устан. конд для авт. компенс.	УКМ-58-0,4-402-67 Уз	402	0,4	50	6x67	340	ТУ647РК-00213457.0
536	950	Устан. конд для авт. компенс.	УКМ-58-0,4-536-48 Уз	536	0,4	50	8x67	340	ТУ647РК-00213457.0
950	1300	Уст. конд. для повышения кос	УКЛ(П)57-10,5(6,3)-950УЗ	950	10,5	50	-	680	ТУ 16-91 ИБВЕ 67381
1300	100000	Уст. конд. для повышения кос	УКЛ(П)57-10,5(6,3)-1300УЗ	1300	10,5	50	-	940	ТУ 16-91 ИБВЕ 67381
25	50	Установка конденсаторная	УКН-0,4-25	25	0,4	50	-	140	ТУ 647 РК

Рисунок 5.10 – База данных конденсаторных установок

В данных для трансформаторов тока указываются: начальная и конечная мощности, наименование конденсаторной установки, ее серия и тип, номинальные мощность, напряжение и ток, количество ступеней, масса, нормативный документ на его использование.

«Базы данных электродвигателей» рисунок 5.11;

Тип	Рном, кВт	cos(φ)	К.П.Д.	Iпуск	Imin	Imax	Ik	Rkp	Xkp	K1	Sk
4A112M2Y3	7,5	0,88	0,875	2	1,8	2,8	2	0,077	0,15	7,5	17
4A132M2Y3	11	0,9	0,88	1,7	1,5	2,8	1,7	0,068	0,12	7,5	19
4A160S2Y3	15	0,91	0,88	1,4	1	2,2	1,4	0,081	0,16	7	12
4A160M2Y2	18,5	0,92	0,885	1,4	1	2,2	1,4	0,079	0,16	7	12,5
4A180S2Y3	22	0,91	0,885	1,4	1,1	2,5	1,4	0,065	0,15	7,5	12,5
4A180M2Y3	30	0,9	0,905	1,4	1,1	2,5	1,4	0,054	0,13	7,5	12,5
4A200M2Y3	37	0,89	0,9	1,4	1	2,5	1,4	0,06	0,16	7,5	11,5
4A200L2Y3	45	0,9	0,91	1,4	1	2,5	1,4	0,058	0,15	7,5	11,5
4A225M2Y3	55	0,92	0,91	1,4	1,2	2,5	1,4	0,055	0,16	7,5	11,0
4A112M4Y3	7,5	0,86	0,875	2,2	1,7	3	2,2	0,088	0,15	7,5	19,5
4A132M4Y3	11	0,87	0,875	2,2	1,7	3	2,2	0,082	0,15	7,5	19,5
4A160S4Y3	15	0,88	0,885	1,4	1	2,3	1,4	0,085	0,15	7	16
4A160M4Y3	18,5	0,88	0,895	1,4	1	2,3	1,4	0,079	0,14	7	16
4A180S4Y3	22	0,9	0,9	1,4	1	2,3	1,4	0,076	0,15	6,5	14
4A180M4Y3	30	0,89	0,91	1,4	1	2,3	1,4	0,064	0,13	6,5	14
4A200M4Y3	37	0,9	0,91	1,4	1	2,5	1,4	0,074	0,16	7	10
4A200L2Y3	45	0,9	0,92	1,4	1	2,5	1,4	0,059	0,16	7	10
4A225M4Y3	55	0,9	0,925	1,3	1	2,5	1,3	0,058	0,15	7	10
4A132S6Y3	7,5	0,81	0,855	2	1,8	2,5	2	0,11	0,14	6	36
4A160M6Y3	11	0,86	0,86	2	1,8	2,5	2	0,12	0,18	6	26
4A160S6Y3	15	0,87	0,875	1,2	1	2	1,2	0,11	0,19	6	15

Рисунок 5.11 – База данных электродвигателей

В данных для двигателей указываются: номинальная мощность, коэффициент мощности, КПД, пусковой ток, минимальный и максимальный ток, скольжение критическое.

Меню «Настройки программы».

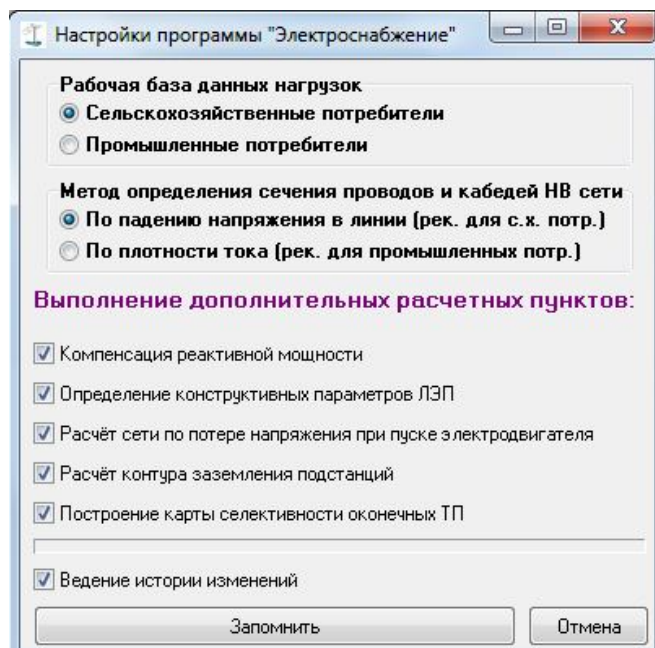


Рисунок 5.12 – Меню настройки программы

В меню настройки программы возможно выбрать:

1 Рабочую базу данных нагрузок:

- сельскохозяйственные потребители,
- промышленные потребители.

2 Метод определения сечения проводов и кабелей НВ сети:

- по падению напряжения,
- по плотности тока.

3 Выполнить дополнительные расчеты пунктов:

- компенсация реактивной мощности,
- определение конструктивных параметров ЛЭП,
- расчет сети по потери напряжения при пуске электродвигателя,
- расчет контура заземления подстанций,
- построение карты селективности оконечных ТП.

Функциональные кнопки управления, необходимы для построения конфигурации сети



– установка РТП, от которой необходимо прокладывать линии электропередач к ТП, возможно установить только одну РТП,



– установка ТП (до 200 штук),



– установка разветвительной опоры,



– соединение РТП и ТП в сеть,



– конфигурация низковольтной сети,



– изменение местоположения ТП,



Убрать связи

– убрать все линии соединяющие ТП,



Убрать все

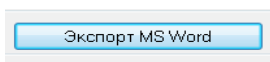
– убрать все ТП и линии соединяющие ТП.



– настройки программы,



– выполнить предварительный расчет высоковольтной сети,



– сформировать расчетно–пояснительную часть,



– открытие рабочей папки.

Параметрами X и Y главной формы задаются длина и ширина объекта (км) или района электроснабжения.

Возможно выбрать «Тип кабеля или провода высоковольтной сети», «Фоновое изображение», «Задать напряжение высоковольтной сети».

Работа с программой начинается с установки РТП, ТП и линий их электроснабжения рисунок 5.13

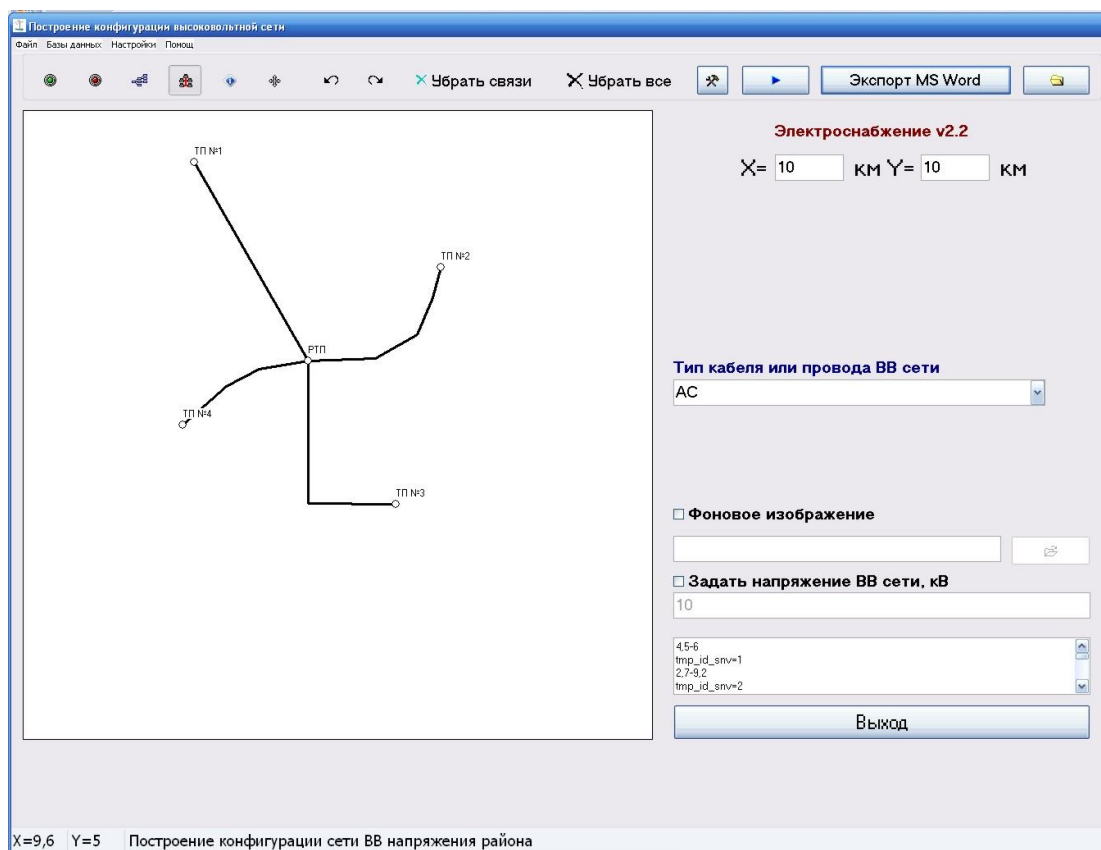


Рисунок 5.13 – Установка РТП, ТП и линий электроснабжения

Далее необходимо осуществить построение конфигурации низковольтной сети рисунок 5.14.

Данное построение сводится к определению масштаба объекта НВ сети, то есть к заданию параметра X и Y (м), установки ТП с координатами X_1, Y_1 , установки потребителей $\Pi_1-\Pi_n$, определению топологии НВ сети, заданию типа провода или кабеля линий электроснабжения НВ сети рисунок 5.14.

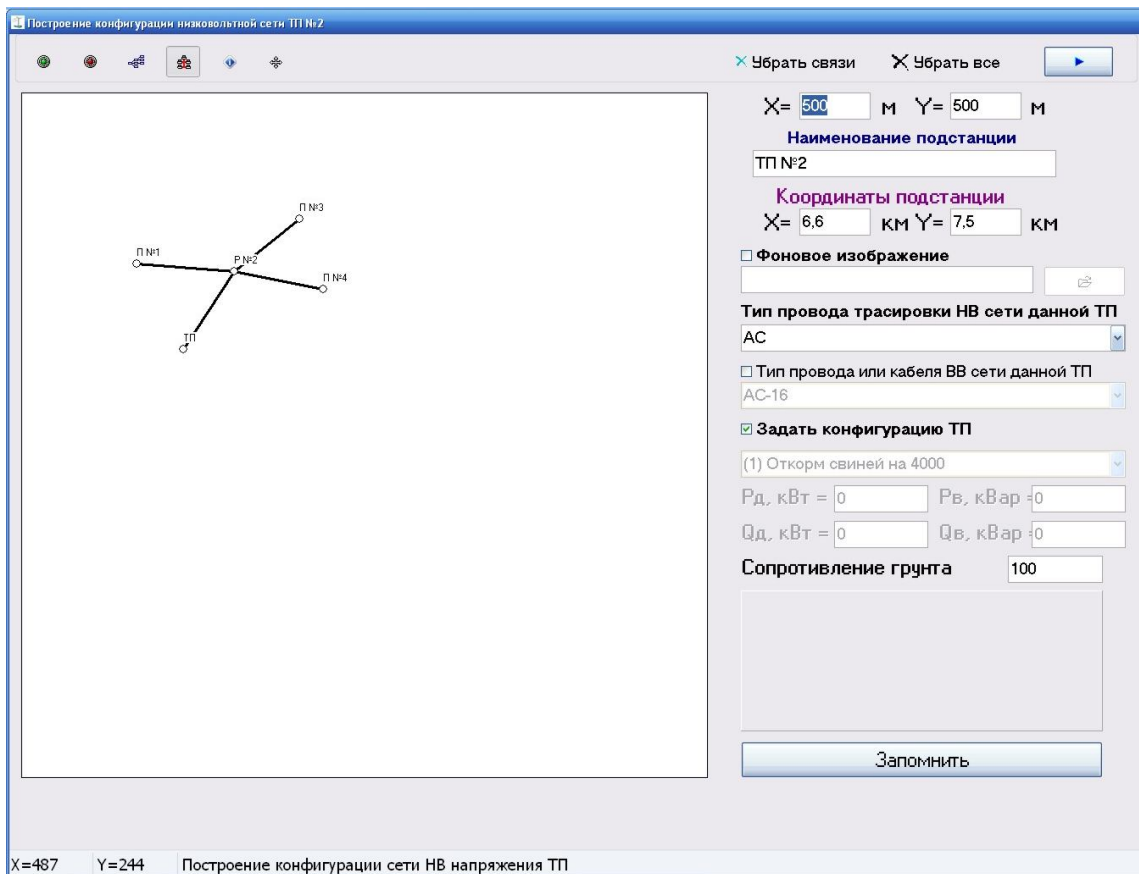


Рисунок 5.14 – Введение параметров низковольтной сети

Следующим этапом является задание свойств потребителя низковольтной сети рисунок 5.15 (для сельскохозяйственных потребителей)

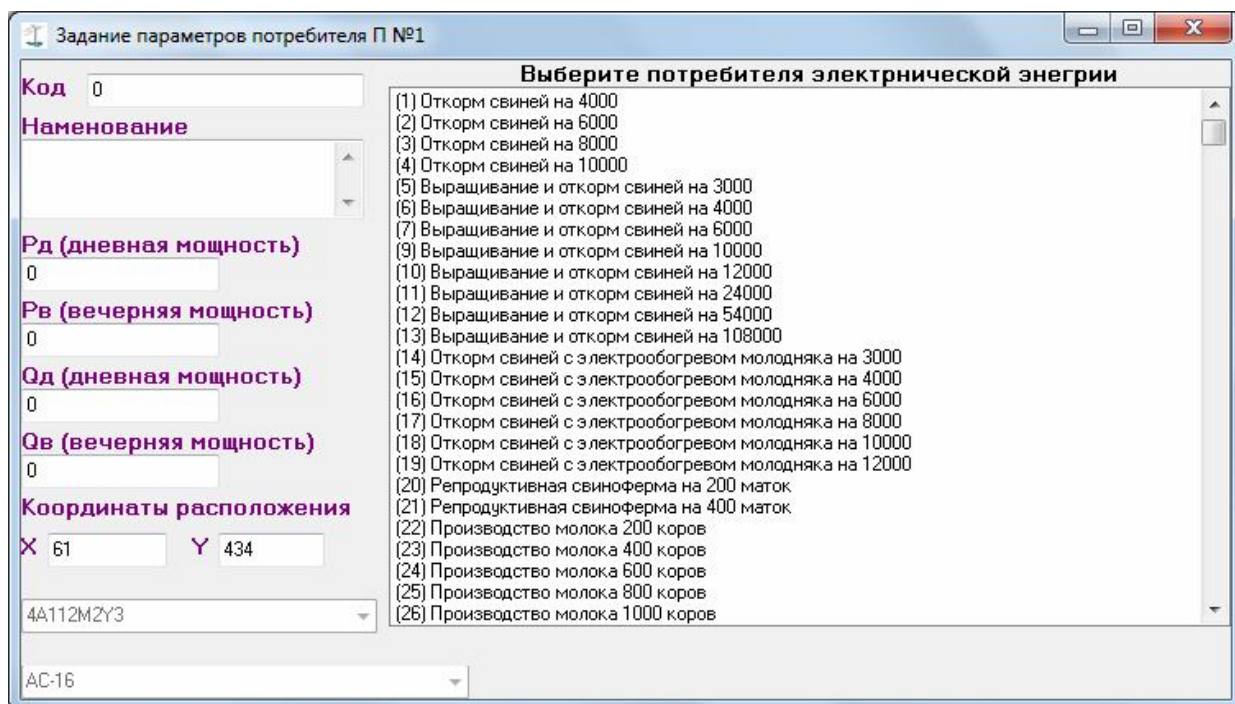


Рисунок 5.15 – Задание свойств потребителя низковольтной сети

При работе с промышленными потребителями окно задания свойств представлено на следующем рисунке 5.16

Выберите потребителя
долбежный станок

Наименование пром. потребителя
долбежный станок

Шифр потр. = 1
Ки= 0,14
cos(fi)= 0,5
P(ед.), кВт= 8
n= 2

Формирование группы потребителей

Наименование пром. потребителя	Ки (коэф. использ)	cos(fi)	P (ед.), кВт	n, штук	Сумма P
сверлильный станок	0,14	0,5	4	2	8
фрезерный станок при крупносерийнс	0,16	0,6	2	2	4

Двигатель потребителя
4A112MZY3

Выбрать провод или кабель данного потребителя
АС-16

Установленная P = кВт **Запомнить** **Отмена**

Рисунок 5.16 – Задание свойств потребителя низковольтной сети

При выполнении данного требования имеется возможность выбора параметров потребителя из существующей базы данных, например: Откорм свиней с электрообогревом молодняка на 8000. Параметры объекта для расчета следующие: $P_o = 370 \text{ кВт}$, $Q_o = 160 \text{ квар}$, $P_e = 270 \text{ кВт}$, $Q_e = 115 \text{ квар}$.

Необходимо также отметить что, существует возможность ввода выше приведенных данных по усмотрению проектировщика.

После ввода данных для всех имеющихся потребителей необходимо «запомнить» данные ввода.

Выполнив предварительный расчет высоковольтной сети на схеме электроснабжения появляется значок центра электрических нагрузок (ЦЭН) рисунок 5.17.

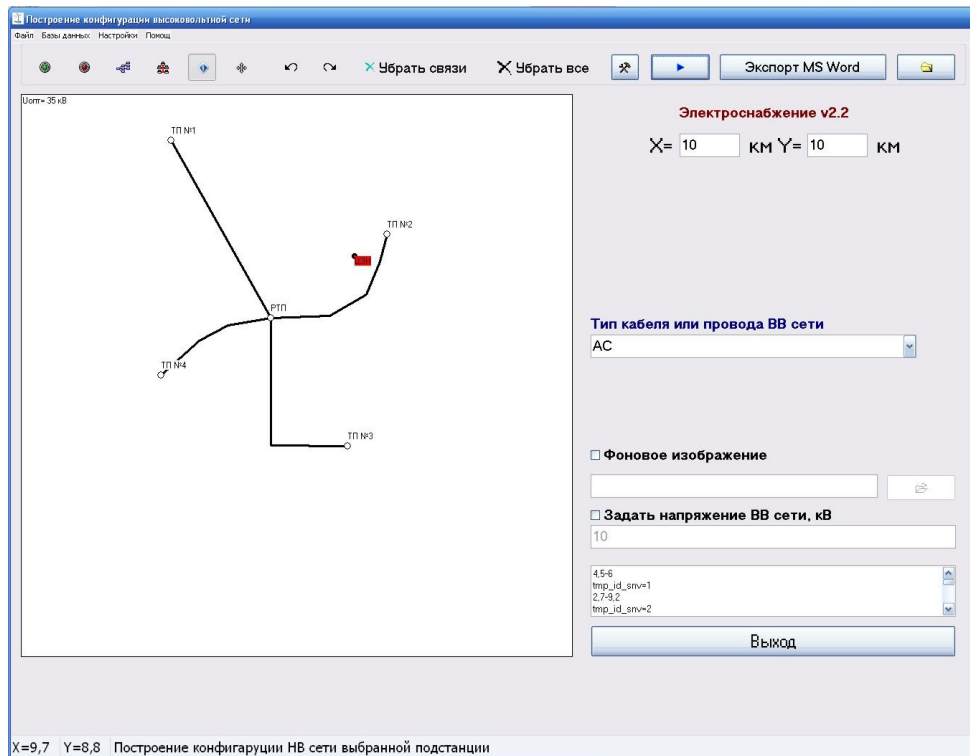


Рисунок 5.17 – Результат предварительного расчета и указание центра электрических нагрузок высоковольтной сети

Аналогичным образом производится предварительный расчет низковольтной сети рисунок 5.18.

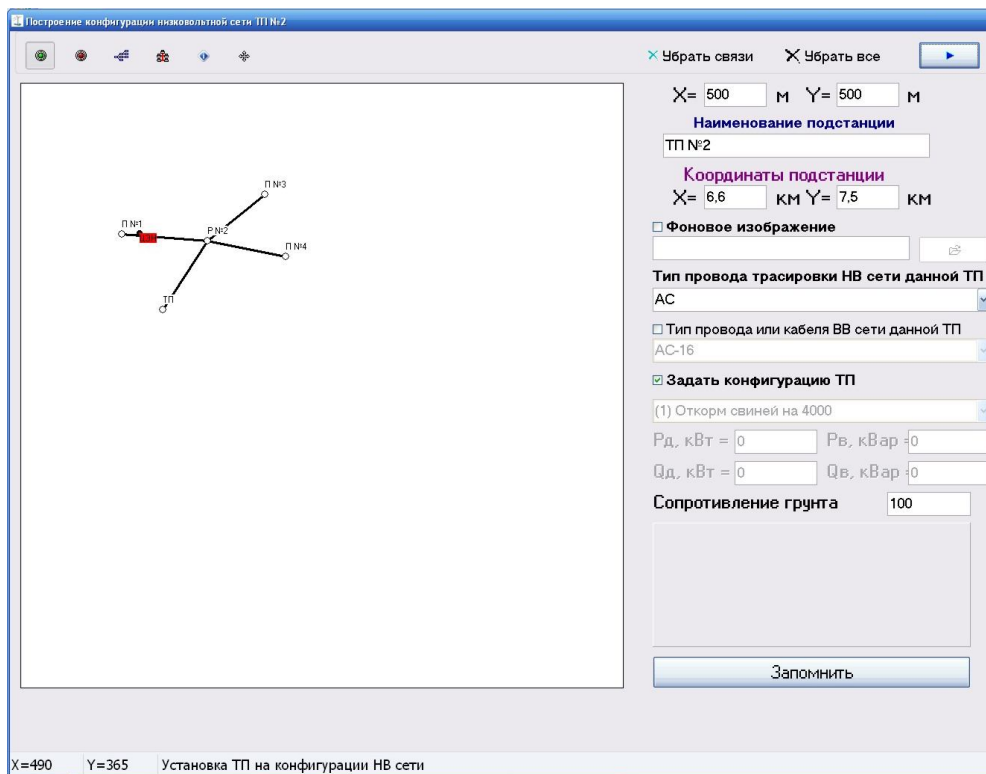


Рисунок 5.18 – Результат предварительного расчета и указание центра электрических нагрузок низковольтной сети

В соответствии с требованиями при проектировании систем электро-снабжения РТП и ТП необходимо располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок.

Внеся определенные коррективы в расположение РТП и ТП сформируется расчетно-пояснительная часть проекта электроснабжения (рисунок 5.19, 5.20).

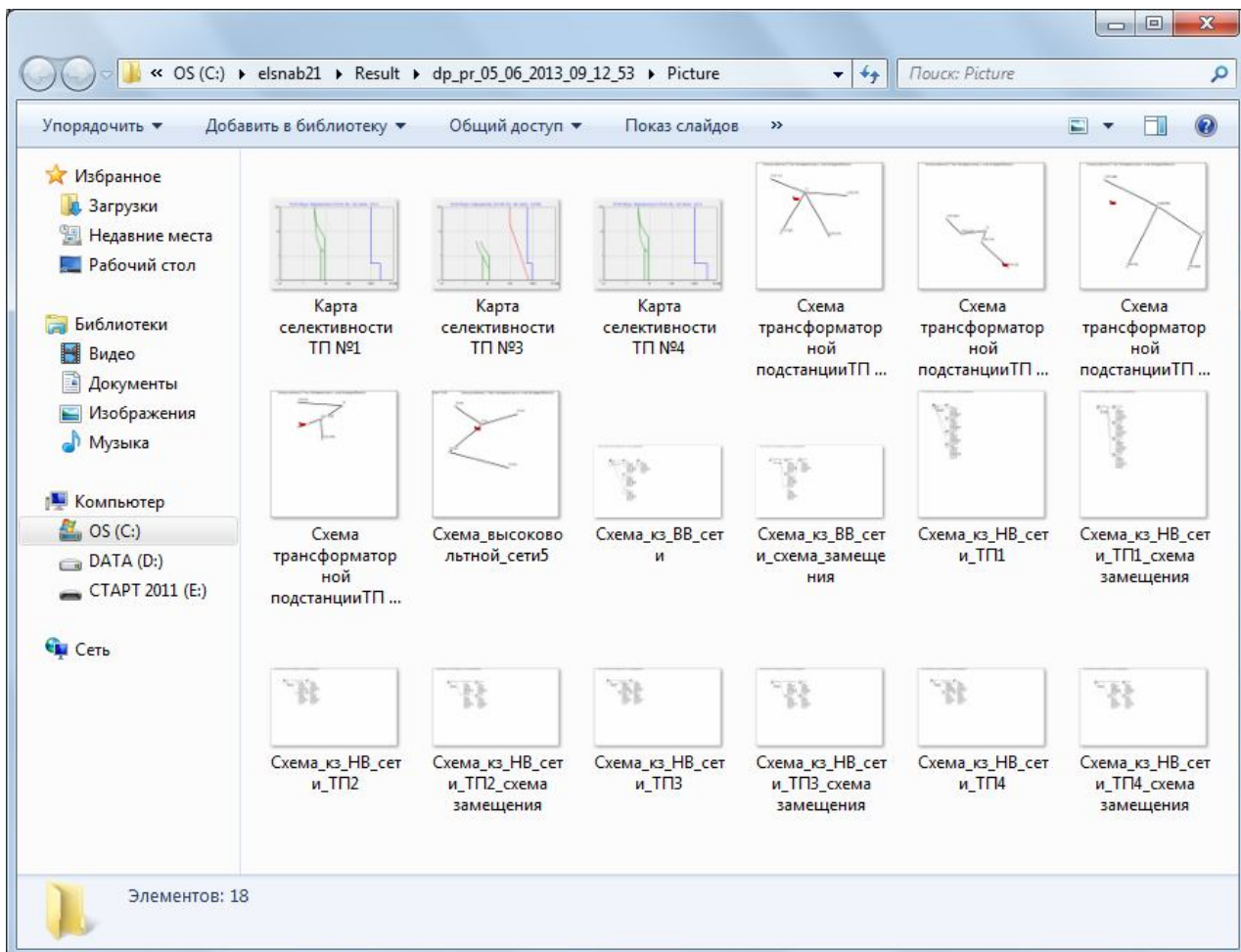


Рисунок 5.19 – Папка с содержанием схем и карт селективности

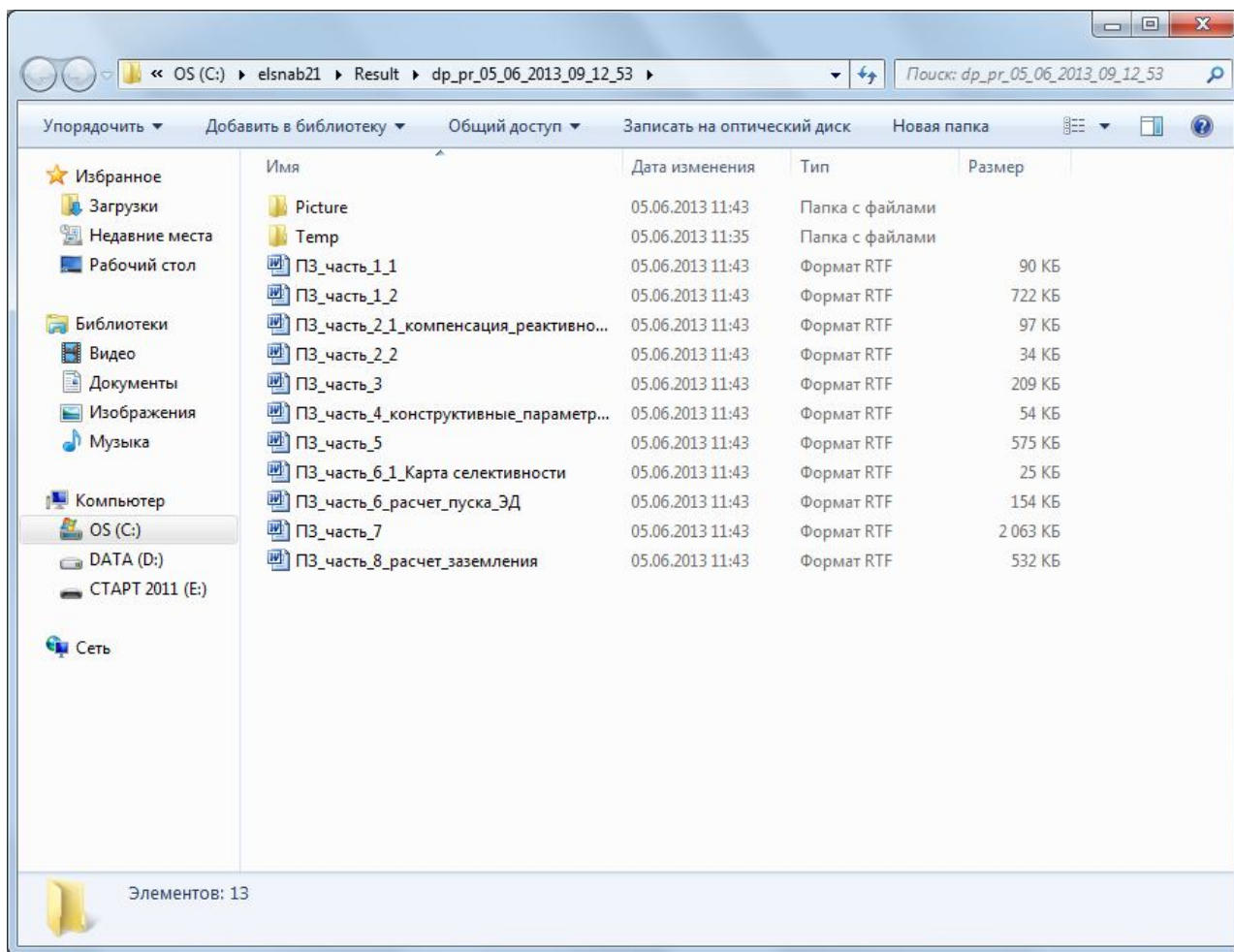


Рисунок 5.20 – Папка с содержанием материалов по проектированию электроснабжения потребителей

Система автоматизированного проектирования «Электроснабжение 2.2» позволяет произвести расчет электрических сетей района, промышленного или сельскохозяйственного предприятия, населенного пункта, произвести реконструкцию сетей. Использование ПО «Электроснабжение 2.2» позволяет уменьшить время на процесс проектирование, увеличить производительность труда и более наглядно продемонстрировать результаты проектирования.

6 ПРИМЕР ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Рассмотрим на примере работу системы автоматизированного проектирования «Электроснабжение 2.2» электроснабжения рассредоточенных объектов.

Таблица 6.1 - Исходные данные

№ п.п.	Наименование	шифр	Дневной максимум			Вечерний максимум		
			Р _д , кВт	Q _д , квар	S _д , кВА	Р _в , кВт	Q _в , квар	S _в , кВА
ТП №2								
П №1 (356)	Хлебопекарня производительностью 3 т/сутки	356	5	4	6,403	5	4	6,403
П №2 (383)	Котельная с котлами КВ-300М или Д721	383	5	4	6,403	5	4	6,403
П №3 (189)	Измельчитель грубых кормов ИГК-30Б	189	30	25	39,051	0	0	0
П №4 (300)	Комплект машин и оборудования зерноочистительного агрегата ЗАВ-20	300	25	25	35,355	26	23	34,713
ТП №3								
П №1 (386)	Котельная с 4 котлами "Универсал-6" для отопления и горячего водоснабжения	386	28	20	34,409	28	20	34,409
ТП №4								
П №1 (516)	Детские ясли-сад с электроплитой на 90 мест	516	23	7	24,041	14	4	14,56
П №2 (530)	Бригадный дом	530	2	0	2	5	0	5

**Определение места расположения трансформаторной подстанции.
Выбор конфигурации сети 0,38 кВ.
Определение координат центра**

Таблица 6.2 - Координаты потребителей низковольтной сети

Код потребителя	Координата X	Координата Y
ТП №2		
П №1 (356)	204	312
П №2 (383)	279	302
П №3 (189)	214	409
П №4 (300)	285	415
ТП №3		
П №1 (386)	225	367
ТП №4		
П №1 (516)	183	337
П №2 (530)	251	327

Центры электрических нагрузок низковольтных сетей представлены в следующей таблице 6.3 для каждой ТП

Таблица 6.3 - Центры электрических нагрузок

№ ТП (наименование)	ЦЭН Координата X	ЦЭН Координата Y
ТП №2	246,818	396,453
ТП №3	225	367
ТП №4	188,222	336,231

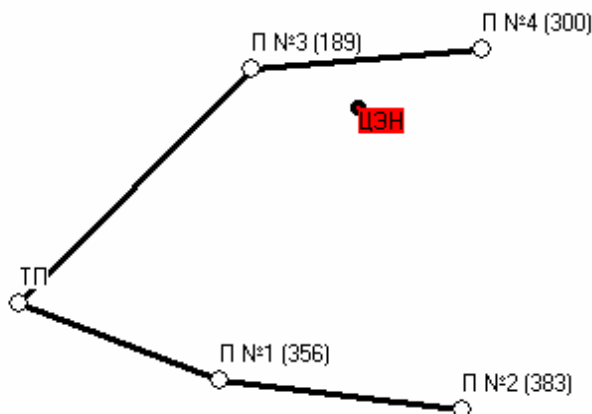


Рисунок 6.1 – Схема электроснабжения потребителей ТП № 2

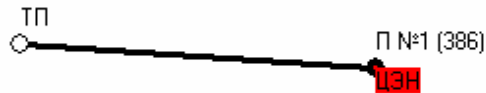


Рисунок 6.2 – Схема электроснабжения потребителей ТП № 3

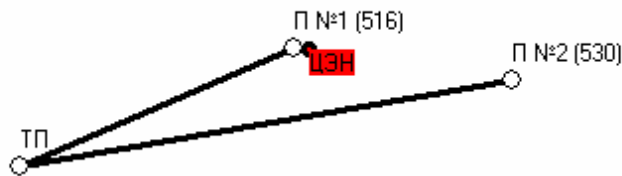


Рисунок 6.3 – Схема электроснабжения потребителей ТП № 4

Определение электрических нагрузок сети 0,38 кВ

Таблица 6.4 - Расчёт нагрузок сети 0,38 кВ

Участок сети	Р _д , кВт	Q _д , квар	S _д , кВА	Р _в , кВт	Q _в , квар	S _в , кВА
ТП №2						
П №1 (356) - П №2 (383)	5	4	6,403	5	4	6,403
ТП - П №1 (356)	8	6,4	10,244	8	6,4	10,244
П №3 (189) - П №4 (300)	25	25	35,355	26	23	34,713
ТП - П №3 (189)	45,7	40,7	61,196	26	23	34,713
ТП №3						
ТП - П №1 (386)	28	20	34,409	28	20	34,409
ТП №4						
ТП - П №2 (530)	2	0	2	5	0	5
ТП - П №1 (516)	23	7	24,041	14	4	14,56

Суммирование нагрузок ведётся методом надбавок или коэффициента одновременности аналогично и результаты расчётов заносятся в табл. 6.5.

Таблица 6.5 - Расчёт нагрузок на ТП

Номер ТП	Р _д , кВт	Q _д , квар	S _д , кВА	Р _в , кВт	Q _в , квар	S _в , кВА
ТП №2	53,7	47,1	71,428	34	47,1	58,089
ТП №3	28	20	34,409	28	20	34,409
ТП №4	25	7	25,961	19	7	20,248

Определение места расположения распределительной трансформаторной подстанции. Конфигурация сети высокого напряжения и определение величины высокого напряжения

Таблица 6.6 - Координаты потребителей низковольтной сети

ТП	Координата X	Координата Y
Р №1	4,4	7
ТП №2	5,7	7,7
ТП №3	7,1	7,7
ТП №4	6,1	5,5

Центр электрических нагрузок высоковольтной сети имеет следующие координаты:

$$X=6,143 \text{ км}$$

$$Y=7,265 \text{ км}$$

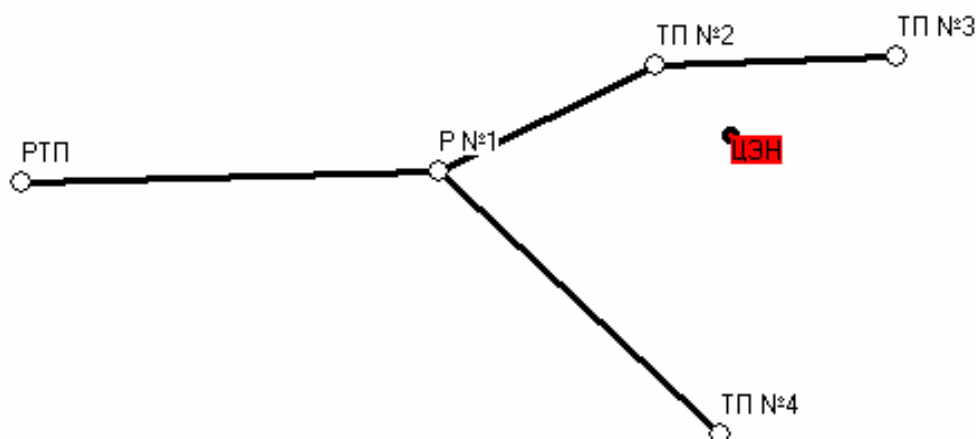


Рисунок 6.4 – Схема электроснабжения подстанций высоковольтной сети (Р1 – разветвительная опора ВВ сети)

Определение нагрузок в сети высокого напряжения

Таблица 6.7 - Результаты суммирования нагрузок в сети высокого напряжения

Номер участка	$P_{д,}$ кВт	$Q_{д,}$ квар	$S_{д,}$ кВА	$P_{в,}$ кВт	$Q_{в,}$ квар	$S_{в,}$ кВА
ТП №2 - ТП №3	28	20	34,409	28	20	34,409
Р №1 - ТП №4	25	7	25,961	19	7	20,248
Р №1 - ТП №2	72,5	60,1	94,171	52,8	60,1	79,999
РТП - Р №1	89,7	64,4	110,423	65,8	64,4	92,07

Эквивалентная длина составит

$$L_{ЭК} = 4,661 \text{ км.}$$

$$U_{ОПГ} = 10,716 \text{ кВ.}$$

Принимаем стандартное напряжение 35 кВ.

Определение числа и мощности трансформаторов на подстанции

Таблица 6.8 - Технические данные трансформатора

№ ТП	Тип	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з. %	Ток х.х., %
			В.Н.	Н.Н.	х.х	к.з.		
ТП №2	ТМ-100	100	35	0,4	0,465	1,97	6,5	4,16
ТП №3	ТМ-100	100	35	0,4	0,465	1,97	6,5	4,16
ТП №4	ТМ-100	100	35	0,4	0,465	1,97	6,5	4,16

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок.

Таблица 6.9 - Коэффициент системных перегрузок ТП

Трансформаторная подстанция	$k_{cn} = \frac{S_p}{S_{mp}}$
ТП №2	0,71
ТП №3	0,34
ТП №4	0,25

Выбор типа подстанции

Для электроснабжения сельских потребителей на напряжении 0,38/0,22 кВ непосредственно возле центров потребления электроэнергии сооружают трансформаторные пункты или комплектные трансформаторные подстанции на 35, 6-10/0,38-0,22 кВ. Обычно мощности трансформаторных пунктов не очень значительны, и иногда их размещают на деревянных мачтовых конструкциях. Комплектные трансформаторные подстанции устанавливают на специальных железобетонных опорах. Трансформаторные пункты при использовании дерева монтируют на АП-образных опорах. Они имеют невысокую стоимость, и их сооружают в короткий срок, причем для их сооружения используют местные строительные материалы.

Комплектные подстанции полностью изготавливают на заводах, а на месте установки их только монтируют на соответствующих железобетонных опорах или фундаментах. Эксплуатация таких трансформаторных пунктов и комплектных подстанций очень проста, что обусловило их широкое применение в практике вообще и, особенно в сельской энергетике. Их применяют также на окраинах городов, а иногда и в качестве цеховых пунктов электроснабжения на заводах и фабриках. На этих подстанциях имеется вся необходимая аппаратура для присоединения к линии 35, 6-10 кВ (разъединитель, вентильные разрядники, предохранители), силовой трансформатор мощностью от 25 до 630 кВА и распределительное устройство сети 0,38/0,22 кВ, смонтированное в герметизированном металлическом ящике. На конструкции подстанции крепят необходимое число изоляторов для отходящих воздушных линий 0,38/0,22 кВ.

Расчёт сечения проводов сети высокого напряжения

Таблица 6.10 - Расчёт сечения проводов в сети высокого напряжения

Участок сети	S_p , кВА	P_p , кВт	I_p , А	T_m , час	$j_{эк.}$, А/мм ²	$F_{эк.}$, мм ²	Марка провода
ТП №2 - ТП №3	34,409	28	0,567	2200	1,3	0,436	АС-16
Р №1 - ТП №4	25,961	25	0,428	2200	1,3	0,329	АС-16
Р №1 - ТП №2	94,171	72,5	1,553	2800	1,3	1,194	АС-16
РТП - Р №1	110,423	89,7	1,821	2800	1,3	1,4	АС-16

Определение потерь напряжения в высоковольтной сети и трансформаторе

Таблица 6.11 - Потери напряжения в сети высокого напряжения

Участок сети	Марка провода	P, кВт	r_0 , Ом/км	Q, квар	x_0 , Ом/км	L, км	ΔU , В	ΔU , %
ТП №2 - ТП №3	АС-16	28	1,8	20	0,43	1,399	2,358	0,006
Р №1 - ТП №4	АС-16	25	1,8	7	0,43	2,267	3,109	0,008
Р №1 - ТП №2	АС-16	72,5	1,8	60,1	0,43	1,476	6,593	0,018
РТП - Р №1	АС-16	89,7	1,8	64,4	0,43	2,4	12,97	0,037

Трансформаторная подстанция Расчетные значения

ТП №2

$$\begin{aligned}
 U_a &= 0,019 \% \\
 U_p &= 6,499 \% \\
 \cos \varphi &= 0,751, \\
 \sin(\varphi) &= 0,66 \\
 \Delta U &= 3,073 \%
 \end{aligned}$$

ТП №3

$$\begin{aligned}
 U_a &= 0,019 \% \\
 U_p &= 6,499 \% \\
 \cos \varphi &= 0,813, \\
 \sin(\varphi) &= 0,582 \\
 \Delta U &= 1,306 \%
 \end{aligned}$$

ТП №4

$$\begin{aligned}
 U_a &= 0,019 \% \\
 U_p &= 6,499 \% \\
 \cos \varphi &= 0,962, \\
 \sin(\varphi) &= 0,273 \\
 \Delta U &= 0,465 \%
 \end{aligned}$$

Определение потерь мощности и энергии в сети высокого напряжения и трансформаторе

Таблица 6.12 - Определение потерь мощности и энергии в сети высокого напряжения

Участок сети	I, А	r_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	T_m , час	τ , час	ΔW , кВт·ч
ТП №2 - ТП №3	0,567	1,8	1,399	0,001	2200	1036,623	1,036
Р №1 - ТП №4	0,428	1,8	2,267	0,001	2200	1036,623	1,036
Р №1 - ТП №2	1,553	1,8	1,476	0,01	2800	1429,772	14,297
РТП - Р №1	1,821	1,8	2,4	0,023	2800	1429,772	32,884
Итого:			7,542	0,035			49,253

Потеря мощности и энергии, теряемые в высоковольтных линиях, в процентах от потребляемой

$$\Delta P = 0,039 \%,$$

$$\Delta W = 0,019 \%.$$

Трансформаторная подстанция

Расчетные значения

ТП №2

$$\Delta P_{mp} = 1,47 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_{mp} = 5504,177 \text{ кВт·ч}.$$

ТП №3

$$\Delta P_{mp} = 0,698 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_{mp} = 5110,256 \text{ кВт·ч}.$$

ТП №4

$$\Delta P_{mp} = 0,597 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_{mp} = 5110,155 \text{ кВт·ч}.$$

Определение допустимой потери напряжения в сетях 0,38 кВ

Трансформаторная подстанция	Расчетные значения
ТП №2	$V_{pez}=2,77275$ %, принимается стандартная регулируемая надбавка равная 2,5 %, $\Delta U_{don}=6,353$ %, что составляет 24,1414 В.
ТП №3	$V_{pez}=2,328$ %, принимается стандартная регулируемая надбавка равная 2,5 %, $\Delta U_{don}=9,887$ %, что составляет 37,5706 В.
ТП №4	$V_{pez}=2,11825$ %, принимается стандартная регулируемая надбавка равная 2,5 %, $\Delta U_{don}=11,57$ %, что составляет 43,966 В.

Для повышения пропускной способности и уменьшения сечения проводов у потребителей, имеющих большую реактивную мощность (25 и более квар для вечерних нагрузок) устанавливается поперечная емкостная компенсация.

Таблица 6.13 - Компенсация реактивной мощности сети 0,38 кВ

Участок сети	Рд, кВт	Qд, квар до компенсации	Qд, квар после компенсации	Сд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар до компенсации	Qв, квар после компенсации	Св, кВА	Компенсатор тип/мощность
ТП №2									
П №1 (356) - П №2 (383)	5	4	4	6,403	5	4	4	6,403	-
ТП - П №1 (356)	8	6,4	6,4	10,244	8	6,4	6,4	10,244	-
П №3 (189) - П №4 (300)	25	25	25	35,355	26	23	23	34,713	-
ТП - П №3 (189)	45,7	40,7	40,7	61,196	26	23	23	34,713	-
ТП №3									
ТП - П №1 (386)	28	20	20	34,409	28	20	20	34,409	-
ТП №4									
ТП - П №2 (530)	2	0	0	2	5	0	0	5	-
ТП - П №1 (516)	23	7	7	24,041	14	4	4	14,56	-

Определение сечения проводов и фактических потерь напряжения, мощности и энергии в сетях 0,38 кВ

Таблица 6.14 - Определение расчетных сечений и типа проводов

Участок сети	Расчетное сечение провода, мм	Марка провода	Фактическая потеря напряжения, В
ТП №2			
П №1 (356) - П №2 (383)	1,305	АВВГ 4-2,5	12,151
ТП - П №1 (356)	1,847	АВВГ 4-2,5	17,125
П №3 (189) - П №4 (300)	6,502	АВВГ 4-10,0	14,894
ТП - П №3 (189)	18,584	АВВГ 4-25,0	15,638
ТП №3			
ТП - П №1 (386)	7,201	АС-16	17,385
ТП №4			
ТП - П №2 (530)	0,581	АС-16	1,471
ТП - П №1 (516)	4,032	АС-16	10,827

Таблица 6.15 - Потери мощности и энергии в сети 0,38 кВ

Участок сети	S, кВА	P, кВт	I, А	r_0 , Ом/км	L, м	ΔP , кВт	T_m , час	τ , час	ΔW , кВтч
ТП №2									
П №1 (356) - П №2 (383)	6,403	5	9,728	12,1	75,875	0,26	1300	565,1	146,9
ТП - П №1 (356)	10,244	8	15,564	12,1	66,832	0,587	1300	565,1	331,7
П №3 (189) - П №4 (300)	35,355	25	53,716	3,08	71,87	1,916	2200	103,6,6	1986,1
ТП - П №3 (189)	61,196	45,7	92,977	1,2	103,014	3,205	2200	103,6,6	3322,3
Итого					317,591	5,968			5787
ТП №3									
ТП - П №1 (386)	34,409	28	52,279	1,8	111,973	1,652	2200	1036,6	1712,4
Итого					111,973	1,652			1712,4

ТП №4									
ТП - П №2 (530)	2	2	3,038	1,8	155,37	0,007	1300	565,1	3,9
ТП - П №1 (516)	24,041	23	36,526	1,8	92,644	0,667	2200	1036,6	691,4
Итого					248,014	0,674			695,3

Определение конструктивных параметров высоковольтной и низковольтной линий

Для воздушной линии электропередач напряжением 35, 10, 6 кВ принимаются унифицированные железобетонные опоры максимальный габаритный пролёт которых составляет 125 м.

Участок ТП №2 - ТП №3: Длина участка – 2,4 км. К установке принимаются следующие опоры: №1, №22 – анкерная опора УБ35-1в и №2 – 21 - промежуточная опора ПБ35-3в. Промежуточных опор 20. Пролёт между опорами составляет 120 м.

Участок Р №1 - ТП №4: Длина участка – 1,476 км. К установке принимаются следующие опоры: №1, №22 – анкерная опора УБ35-1в и №2 – 21 - промежуточная опора ПБ35-3в. Промежуточных опор 12. Пролёт между опорами составляет 123 м.

Участок Р №1 - ТП №2: Длина участка – 1,399 км. К установке принимаются следующие опоры: №1, №22 – анкерная опора УБ35-1в и №2 – 21 - промежуточная опора ПБ35-3в. Промежуточных опор 12. Пролёт между опорами составляет 116 м.

Участок РТП - Р №1: Длина участка – 2,267 км. К установке принимаются следующие опоры: №1, №22 – анкерная опора УБ35-1в и №2 – 21 - промежуточная опора ПБ35-3в. Промежуточных опор 19. Пролёт между опорами составляет 119 м.

Для воздушной линии электропередач напряжением 0,38 кВ принимаются унифицированные железобетонные опоры, максимальный пролёт которых составляет 35 м.

ТП № 2 кабельные линии прокладываем в траншее.

Трансформаторная подстанция ТП №3. Участок сети ТП- П №1 (386), длина линии – 111,973 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами состав-

ляет 27 м.

Трансформаторная подстанция ТП №4. Участок сети ТП- П №2 (530), длина линии – 155,37 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 5. Пролёт между опорами составляет 31 м.

Трансформаторная подстанция ТП №4. Участок сети ТП- П №1 (516), длина линии – 92,644 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 30 м.

Расчёт токов короткого замыкания

Составим расчетные схемы замещения КЗ.

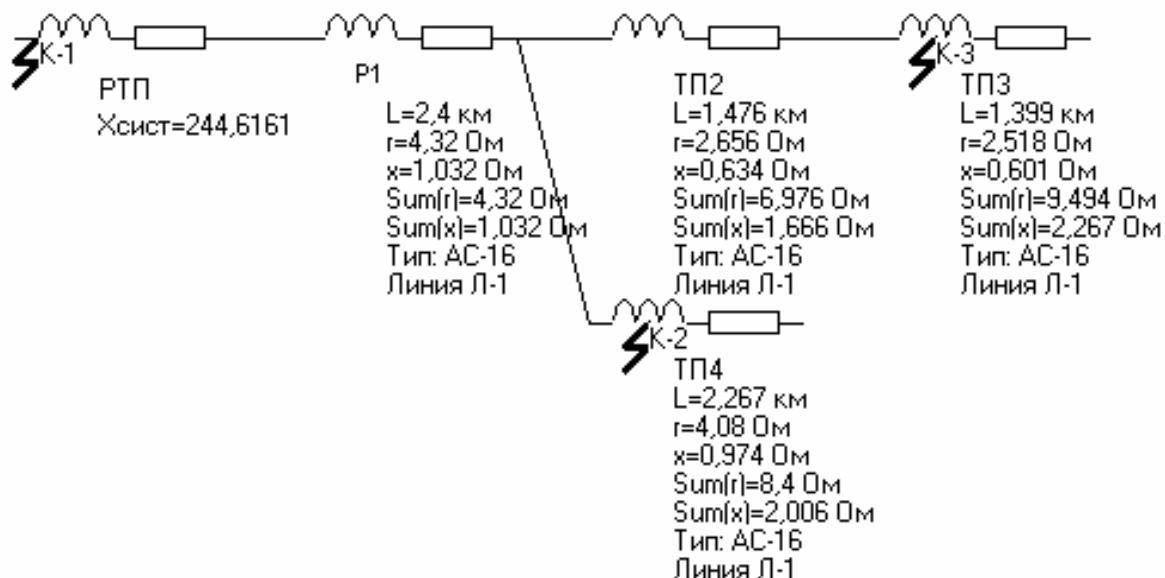


Рисунок 6.5 - Расчетные схемы замещения КЗ ВВ сети

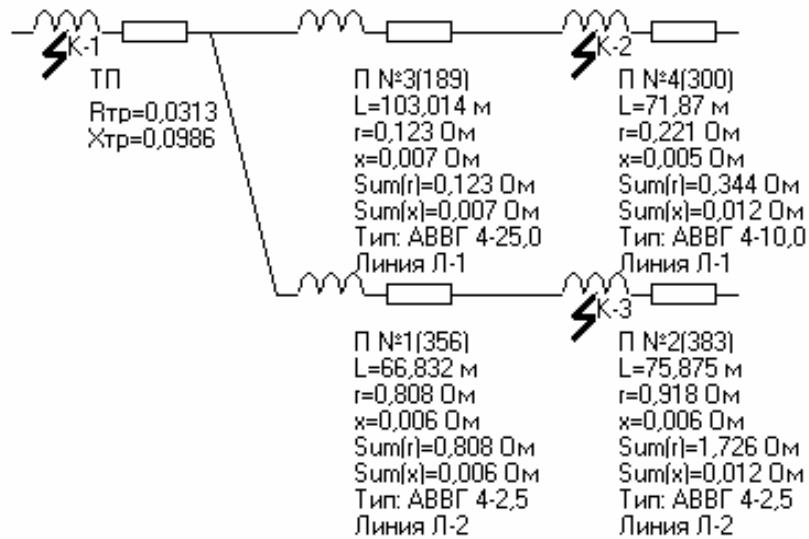


Рисунок 6.6 - Расчетные схемы замещения КЗ ТП № 2

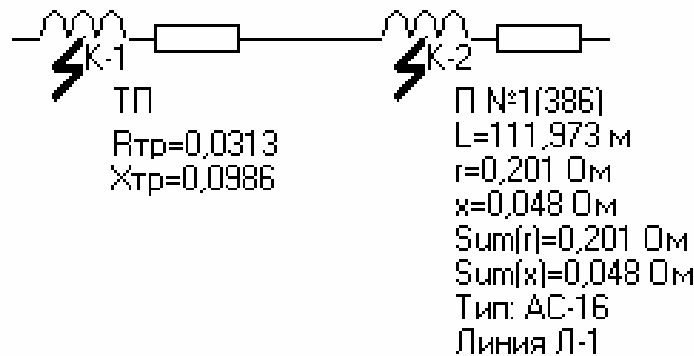


Рисунок 6.7 - Расчетные схемы замещения КЗ ТП № 3

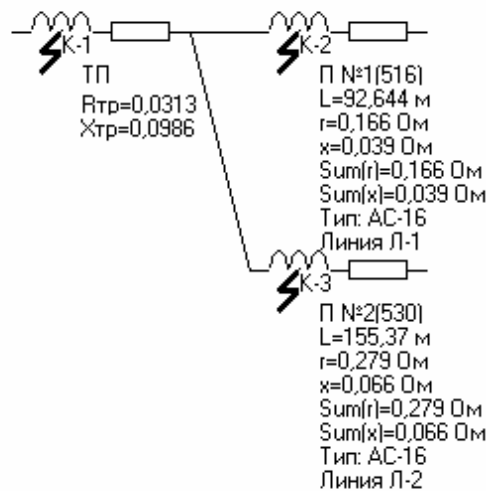


Рисунок 6.8 - Расчетные схемы замещения КЗ ТП № 4

**Таблица 6.16 - Результаты расчётов токов короткого замыкания
высоковольтной сети**

Точка к.з.	$r, \text{ Ом}$	$x, \text{ Ом}$	$Z, \text{ ом}$	$Z_{п}, \text{ Ом}$	T_a	$K_{уд}$	$I^{(3)}$	$I^{(2)}$	$I^{(1)}$	$i_{уд}$
К-1	0	244,6161	244,6161	-	0	2	0,0867	0,075	-	0,2452
К-2	8,4	2,006	246,7651	-	0,0007	1	0,0859	0,0743	-	0,1214
К-3	9,494	2,267	247,0655	-	0,0007	1	0,0858	0,0743	-	0,1213

**Таблица 6.17 - Результаты расчётов токов короткого замыкания
низковольтной сети трансформаторных подстанций**

Точка к.з.	$r, \text{ Ом}$	$x, \text{ Ом}$	$Z, \text{ ом}$	$Z_{п}, \text{ Ом}$	T_a	$K_{уд}$	$I^{(3)}$	$I^{(2)}$	$I^{(1)}$	$i_{уд}$
Р №1										
К-1	0,03136	0,09861	0,1034	0	0,01	1,367	2,2278	1,9293	0	4,3093
ТП №2										
К-1	0,03136	0,09861	0,1034	0	0,01	1,367	2,2278	1,9293	0	4,3093
К-2	0,344	0,012	0,2731	0,344	0,0001	1	0,8435	0,7304	0,6603	1,1928
К-3	1,726	0,012	0,9552	1,726	0	2	0,2411	0,2087	0,2009	0,6819
ТП №3										
К-1	0,03136	0,09861	0,1034	0	0,01	1,367	2,2278	1,9293	0	4,3093
К-2	0,201	0,048	0,2752	0,206	0,0007	1	0,837	0,7248	0,855	1,1836
ТП №4										
К-1	0,03136	0,09861	0,1034	0	0,01	1,367	2,2278	1,9293	0	4,3093
К-2	0,166	0,039	0,2416	0,17	0,0007	1	0,9534	0,8256	0,9267	1,3483
К-3	0,279	0,066	0,3522	0,286	0,0007	1	0,654	0,5663	0,7298	0,9248

Выбор и проверка аппаратуры высокого напряжения ячеек питающих линий

Согласно ПУЭ электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению, проверяют на динамическую и термическую устойчивость. Ячейка питающей линии представляет собой комплектное распределительное устройство наружной или внутренней установки. КРУН комплектуется двумя разъединителями с короткозамыкателями (QS) для создания видимого разрыва цепи при проведении профилактических и ремонтных работ обслуживающим или оперативным персоналом, выключателем нагрузки (QF) и комплектом трансформаторов тока (ТА), которые служат для питания приборов релейной защиты и приборов учёта электрической энергии. Однолинейная упрощённая схема КРУН представлена на рисунке 6.9.

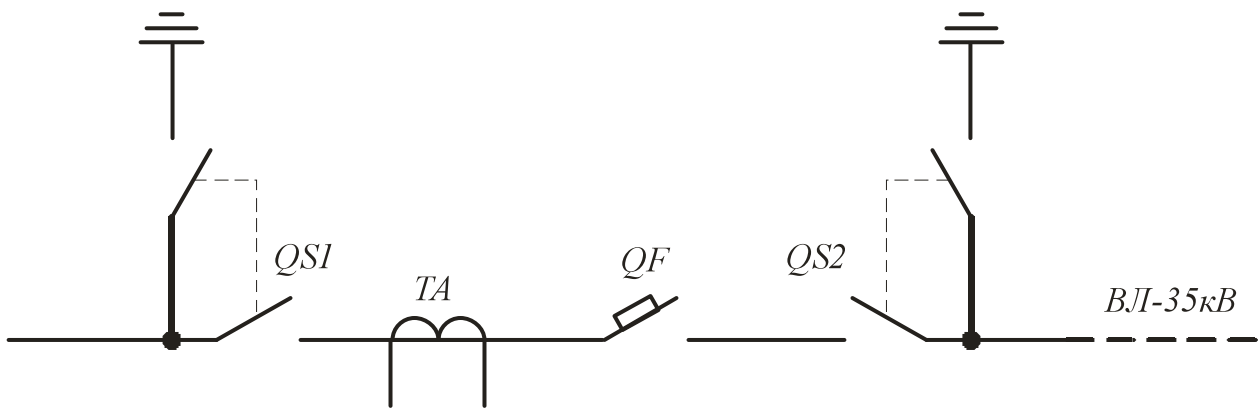


Рисунок 6.9 - Однолинейная упрощённая схема КРУН.

Для выбора и проверки электрических аппаратов высокого напряжения целесообразно составить таблицу, куда вносятся исходные данные места установки аппарата и его каталожные данные. Место установки – РТП.

Таблица 6.18 - Сравнение исходных данных места установки, с параметрами выключателя, разъединителя, трансформатора тока

Исходные данные места установки	Параметры выключателя	Параметры разъединителя	Параметры Трансформатора тока
	Тип ВП-35	Тип РНД(З)-35/1000	Тип ТПОЛ-35
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	35 кВ	35 кВ	35 кВ
$I_{ном} = 1,821 \text{ А}$	0,4 кА	1000 А	400 А
$I_{K1}^{(3)} = 0,086 \text{ кА}$	5 кА	-	-
$i_{удK1} = 0,245 \text{ кА}$	16 кА	64 кА	100 кА
$[I_{K1}^{(3)}]^2 \cdot t_k$	6,3 кА	25 кА	1,6 кА

Как видно из табл. 6.18 параметры всех выбранных аппаратов удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Согласование защит, карта селективности

Для согласования действия защит необходимо построить карту селективности, которая представляет собой построенные в координатах время ток, графики зависимости времени срабатывания защитных аппаратов от тока, приведенного к одной ступени напряжения. Построение выполняется в логарифмическом масштабе.

Карта селективности строится для ТП в конце линии при заданной конфигурации НВ сети данных трансформаторных подстанций.

Порядок построения:

1. Наносится характеристика автоматического выключателя с максимальным током теплового расцепителя, приведенного к выбранной ступени напряжения, на карту селективности по точкам.
2. Наносится характеристика предохранителя ПК – 35 с номинальным током плавкой вставки по точкам;
3. Откладывается ток трехфазного короткого замыкания на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, приведенной к ступени напряжения 35 кВ.

Таблица 6.19 - К построению карты селективности

№ ТП	ПК	Автоматический выключатель	$I_{с.з.}^{III}$, А	$I_{с.з.}^I$, А
ТП №3	ПК -35, 7,5 А	AE2064	0,88	121,129
ТП №4	ПК -35, 7,5 А	A3163	0,664	121,27

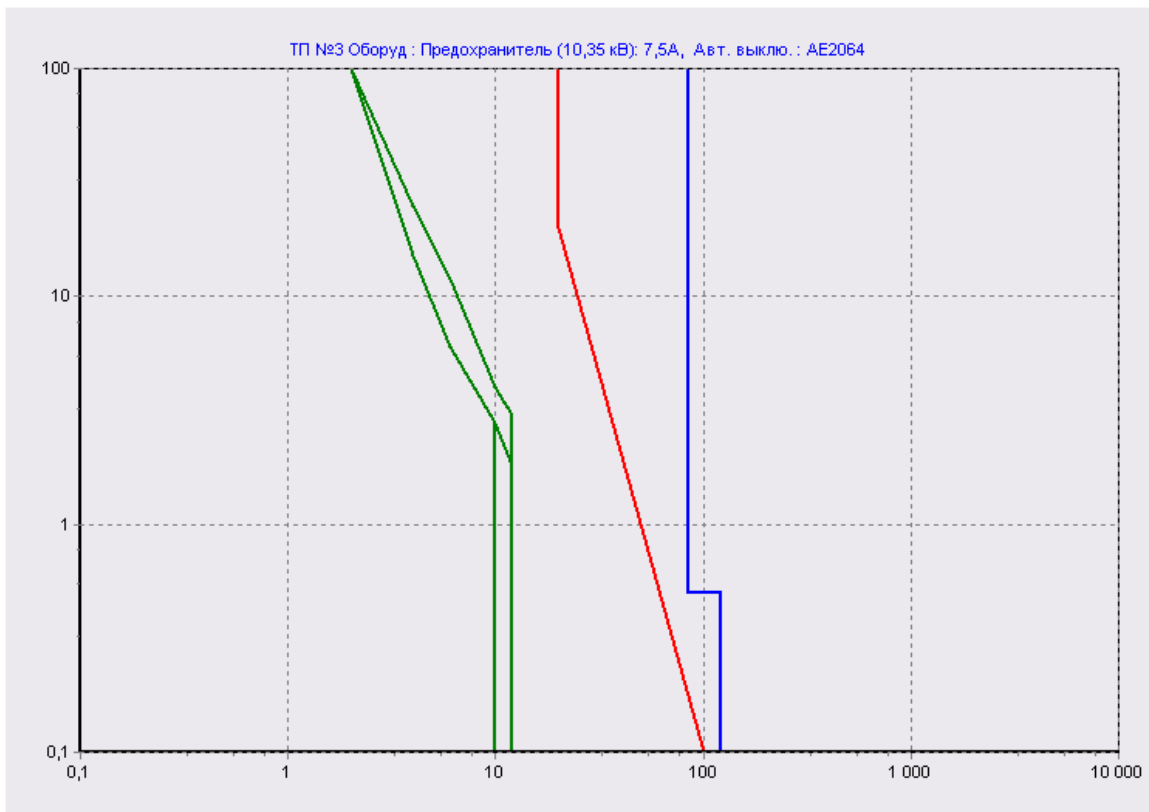


Рисунок 6.10 – Карта селективности ТП № 3

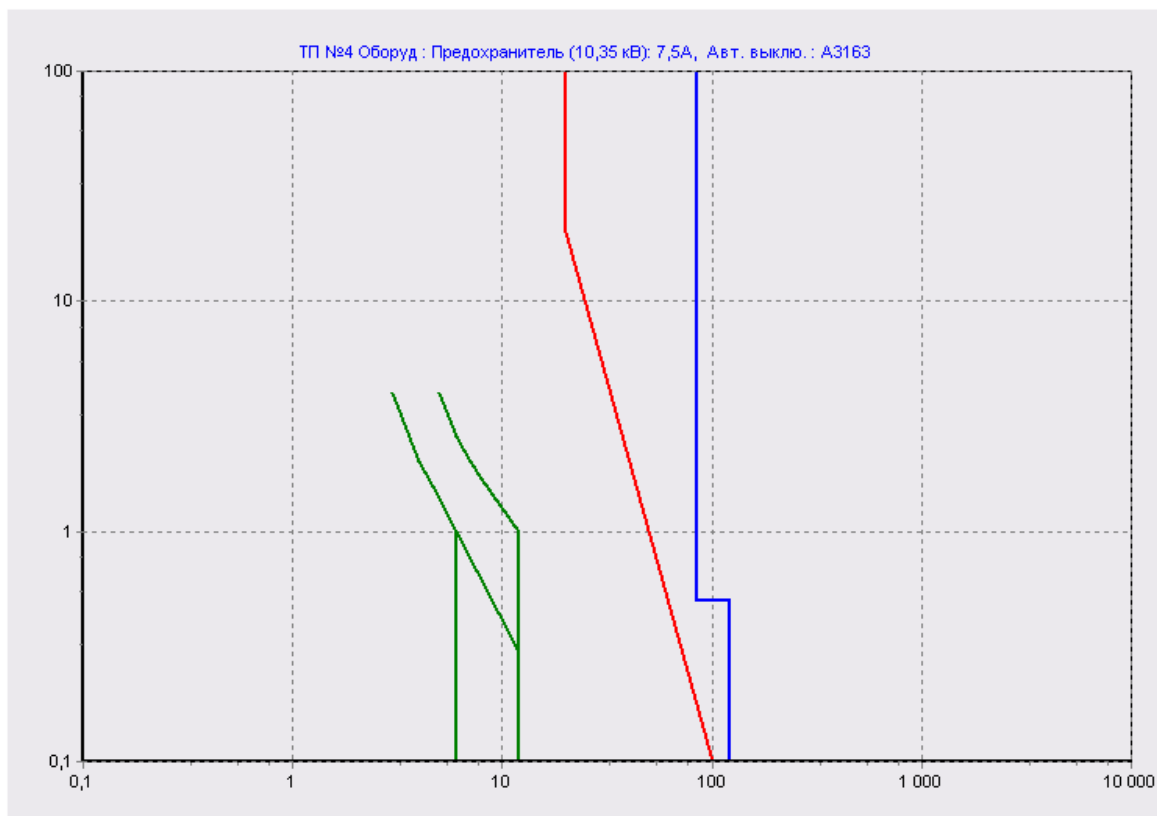


Рисунок 6.11 – Карта селективности ТП № 4

Расчёт сети по потере напряжения при пуске электродвигателя

Потребитель П №3 (189 - Измельчитель грубых кормов ИГК-30Б) трансформаторной подстанции ТП 2 имеет привод с электродвигателем 4А180М6У3

Паспортные данные электродвигателя

$$\begin{array}{lll} P_{ном} = 18,5 \text{ кВт} & \cos \varphi_{ном} = 0,87 & КПД = 0,86 \\ \lambda_{max} = 2 & \lambda_{min} = 1 & \lambda_{пуск} = 1,2 \\ \lambda_{кр} = 1,2 & R_{к.н} = 0,1 & X_{к.н} = 0,18 \\ S_k = 14 & k_I = 6 & \lambda_{тр} = 1,2 \end{array}$$

$$\delta U_{дон.д.} = -(1-1,099) \cdot 100 = 9,924 \%$$

$$r_d = 0,123 \text{ Ом},$$

$$x_d = 0,007 \text{ Ом}.$$

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$$\operatorname{tg} \varphi_{пуск} = 1,799 \Rightarrow \cos \varphi_{пуск} = 0,485$$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$$P_{д.пуск} = (53,906 \cdot 1,208) / 0,748 = 87,058 \text{ кВт}.$$

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$$\Delta U_{трансф} = (87,058 \cdot 13,119) / 71,428 = 15,99 \%$$

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$$\Delta U_{Л0,38пуск} = ((87058,083 \cdot (0,123 + 0,012)) / (144400)) \cdot 100\% = 8,175 \%$$

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$$\Delta U_{д.д.пуск} = 4,115 \%$$

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$$\delta U_{д.пус.ф.} = -28,28 \%$$

Пуск двигателя произойдет успешно.

Потребитель П №1 (386 - Котельная с 4 котлами "Универсал-6" для отопления и горячего водоснабжения) трансформаторной подстанции ТП 3 имеет привод с электродвигателем 4А200М6У3

Паспортные данные электродвигателя

$$\begin{array}{lll} P_{ном} = 22 \text{ кВт} & \cos \varphi_{ном} = 0,9 & КПД = 0,9 \end{array}$$

$$\begin{array}{lll} \lambda_{\max}=2,4 & \lambda_{\min}=1 & \lambda_{\text{пуск}}=1,3 \\ \lambda_{\text{кр}}=1,3 & R_{\text{к.н}}=0,092 & X_{\text{к.н}}=0,17 \\ S_{\text{к}}=13,5 & \kappa_I=6,5 & \lambda_{\text{мп}}=1,2 \end{array}$$

$$\delta U_{\text{дон.д.}} = -(1-1,056) \cdot 100 = 5,611 \%$$

$$r_{\text{л}} = 0,201 \text{ Ом,}$$

$$x_{\text{л}} = 0,048 \text{ Ом.}$$

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$$\text{tg} \varphi_{\text{пуск}} = 1,847 \Rightarrow \cos \varphi_{\text{пуск}} = 0,475$$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$$P_{\text{д.пуск}} = (68,06 \cdot 1,115) / 0,81 = 93,72 \text{ кВт.}$$

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$$\Delta U_{\text{трансф}} = (93,72 \cdot 13,415) / 34,409 = 36,541 \%$$

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$$\Delta U_{\text{Л0,38пуск}} = ((93720,978 \cdot (0,201 + 0,088)) / (144400)) \cdot 100\% = 18,802 \%$$

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$$\Delta U_{\text{д.д.пуск.}} = 4,575 \%$$

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$$\delta U_{\text{д.пус.ф.}} = -59,918 \%$$

Пуск двигателя произойдет успешно.

Выбор устройств от перенапряжений

Защиту подстанций напряжением 10 – 35 кВ выбирают в зависимости от их мощности. Если мощность подстанции менее 630 кВА, на каждой ее системе шин устанавливают комплект вентильных разрядников, расположенных возможно близко к трансформаторам и присоединенных к заземляющему контуру подстанции кратчайшим путем. Кроме того, на расстоянии 150 – 200 м от подстанции на всех подходящих воздушных линиях монтируют комплекты трубчатых разрядников РТ-1 или заменяющих их защитных искровых промежутков ПЗ-1 (при токах короткого замыкания, меньших нижнего предела, гасящегося трубчатыми разрядниками). Сопротивление заземления этих разрядников РТ-1 или промежутков ПЗ-1 должно быть не более 10 Ом.

На питающих линиях для защиты разомкнутых разъединителей или выключателей у приемных порталов или у вводов в закрытое распределительные устройства дополнительно устанавливают трубчатые разрядники РТ-2 или защитные промежутки ПЗ-2, присоединяя их к заземляющему контуру подстанции. Подстанции мощностью 630 кВ-А и больше защищают так же, но дополнительно все воздушные линии передачи, подходящие к этим подстанциям на расстояние 150 – 200 м, защищают протяженными молниеотводами, (тросы). При этом трубчатые разрядники РТ-1 или защитные промежутки ПЗ-1 устанавливают в начале подходов линий передачи, защищенных тросами. Протяженные молниеотводы заземляют на каждой опоре подходов, причем импульсные сопротивления заземлений должны быть не более 10 Ом. В начале подхода к заземлению опоры присоединяют трос и разрядник РТ-1 или промежуток ПЗ-1. В конце подхода трос к заземленному контуру подстанции не присоединяют, а обрывают на первой опоре от подстанции. При этом пролет (50 – 60 м), не защищенный тросом, должен перекрываться защитными зонами стержневых молниеотводов, устанавливаемых для защиты открытых подстанций такой мощности.

Расчёт уставок релейной защиты

Линия Л-1

$I_p=1,821 \text{ А}$

$$I_{с.з}^{III} = 2,403/0.85 = 2,827 \text{ А}$$

$$I_{с.р.}^{III} = 2,827/80 = 0,035 \text{ А.}$$

Точка короткого замыкания К-3

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания на оконечных потребителях.

$$K_q = 74,3/2,827 = 26,273$$

$$I_{с.з}^I = 102,96/0,85 = 121,129 \text{ А.}$$

$$I_{с.р.}^I = 121,129/80 = 1,514 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания в месте установки защиты. Коэффициент чувствительности для токовой отсечки должен быть не менее 1,2.

$$K_q = 300/121,129 = 2,476 > 1,2 .$$

Точка короткого замыкания К-2

Коэффициент чувствительности определяется через минималь-

ный ток короткого замыкания на окончных потребителях.

$$K_u = 74,3/2,827 = 26,273$$

$$I_{c.з}^I = 103,08/0,85 = 121,27 \text{ А.}$$

$$I_{c.р}^I = 121,27/80 = 1,515 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания в месте установки защиты. Коэффициент чувствительности для токовой отсечки должен быть не менее 1,2.

$$K_u = 300/121,27 = 2,473 > 1,2 .$$

Выбор и проверка высоковольтной и низковольтной аппаратуры на подстанции

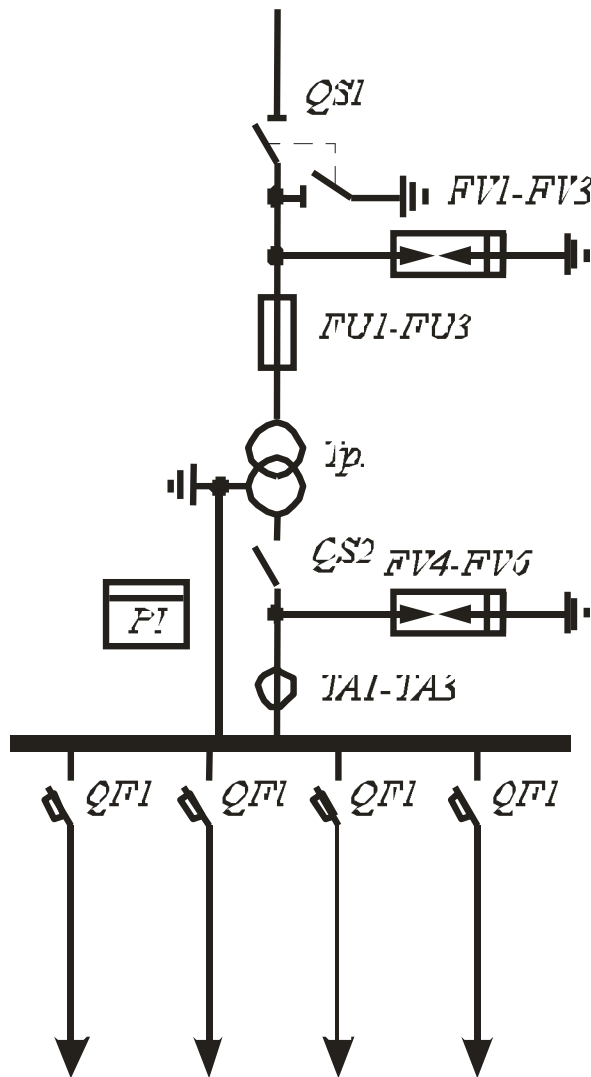


Рисунок 6.12 - Однолинейная принципиальная схема ТП

Разъединитель QS1 выбирается по тем же условиям, что и разъединитель питающей линии: для трансформаторной подстанции ТП 1

тип РНД(З)-35/1000;
номинальный ток 1000 А;
номинальное напряжение 35 кВ;
амплитуда сквозного тока 64 кА;
ток термической стойкости 25 кА

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливаются предохранители FU1 – FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию

$$I_{пл.вс} = 0 \text{ А.}$$

Принимается предохранители типа 7,5 с током плавкой вставки 7,5 А.

Шины 0,4 кВ подключаются к трансформатору через рубильник QS2 типа Р2315 с номинальным током 600А.

Трансформаторы тока ТА1-ТА3 типа ТК20 служат для питания счётчика активной энергии СА4-И672.

Разъединитель QS1 выбирается по тем же условиям, что и разъединитель питающей линии: для трансформаторной подстанции ТП 2

тип РНД(З)-35/1000;
номинальный ток 1000 А;
номинальное напряжение 35 кВ;
амплитуда сквозного тока 64 кА;
ток термической стойкости 25 кА

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливаются предохранители FU1 – FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию

$$I_{пл.вс} = 1,771 \text{ А.}$$

Принимается предохранители типа 7,5 с током плавкой вставки 7,5 А.

Шины 0,4 кВ подключаются к трансформатору через рубильник QS2 типа Р2315 с номинальным током 600А.

Трансформаторы тока ТА1-ТА3 типа ТК20 служат для питания счётчика активной энергии СА4-И672.

Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях производится исходя из следующих условий

$$1. I_{т.р.} \geq K_{с.з} \times I_{\max}, \quad K_{с.з} = 1;$$

$$2. I_{пред} \geq i_{уд.маx};$$

$$3. \frac{I_{кmin}^{(2)}}{I_{эм}} \geq 1,25;$$

$$4. \frac{I_{кmin}^{(1)}}{I_{эм}} \geq 1,25.$$

Линия Л-2 Максимальный ток – 9,728 А, ударный ток – 0,681 кА, двухфазный ток короткого замыкания – 208,7 А, однофазный ток короткого замыкания – 200,9 А. К установке принимается автоматический выключатель АЕ2063 с током теплового расцепителя 10 А, током электромагнитного расцепителя 120 А, и током динамической стойкости 15 кА.

$$1. 10 \text{ А} > 9,728 \text{ А};$$

$$2. 15 \text{ кА} > 0,681 \text{ кА};$$

$$3. 208,7/120=1,739;$$

Выбранный автоматический выключатель не удовлетворяет третьему условию. Дополнительно устанавливаем защитную приставку ЗТ-0,4 с током уставки от однофазного КЗ 189 А. Получаем коэффициент : 3

$$4. 200,9/120=1,674$$

Выбранный автоматический выключатель не удовлетворяет четвертому условию. Дополнительно устанавливаем защитную приставку ЗТ-0,4 с током уставки от однофазного КЗ 189 А. Получаем коэффициент : 4,523 Следовательно все условия выполняются

Линия Л-1 Максимальный ток – 53,716 А, ударный ток – 1,192 кА, двухфазный ток короткого замыкания – 730,4 А, однофазный ток короткого замыкания – 660,3 А. К установке принимается автоматический выключатель АЕ2064 с током теплового расцепителя 63 А, током электромагнитного расцепителя 756 А, и током динамической стойкости 15 кА.

$$1. 63 \text{ А} > 53,716 \text{ А};$$

$$2. 15 \text{ кА} > 1,192 \text{ кА};$$

$$3. 730,4/756=0,966;$$

Выбранный автоматический выключатель не удовлетворяет третьему условию. Дополнительно устанавливаем защитную приставку ЗТ-0,4 с током уставки от однофазного КЗ 189 А. Получаем коэффициент : 3

$$4. 660,3/756=0,873$$

Выбранный автоматический выключатель не удовлетворяет четвертому условию. Дополнительно устанавливаем защитную приставку ЗТ-0,4 с током уставки от однофазного КЗ 189 А. Получаем коэффициент : 3,493 Следовательно все условия выполняются

Разъединитель QS1 выбирается по тем же условиям, что и разъединитель питающей линии: для трансформаторной подстанции ТП 3

тип РНД(З)-35/1000;

номинальный ток 1000 А;

номинальное напряжение 35 кВ;

амплитуда сквозного тока 64 кА;

ток термической стойкости 25 кА

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливаются предохранители FU1 – FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию

$$I_{пл.вс} = 0,923 \text{ А.}$$

Принимается предохранители типа 7,5 с током плавкой вставки 7,5 А.

Шины 0,4 кВ подключаются к трансформатору через рубильник QS2 типа Р2315 с номинальным током 600А.

Трансформаторы тока ТА1-ТА3 типа ТК20 служат для питания счётчика активной энергии СА4-И672.

Линия Л-1 Максимальный ток – 52,279 А, ударный ток – 1,183 кА, двухфазный ток короткого замыкания – 724,8 А, однофазный ток короткого замыкания – 855 А. К установке принимается автоматический выключатель АЕ2064 с током теплового расцепителя 63 А, током электромагнитного расцепителя 756 А, и током динамической стойкости 15 кА.

$$1. 63 \text{ А} > 52,279 \text{ А};$$

$$2. 15 \text{ кА} > 1,183 \text{ кА};$$

$$3. 724,8/756=0,958;$$

Выбранный автоматический выключатель не удовлетворяет третьему условию. Дополнительно устанавливаем защитную приставку ЗТ-0,4 с током уставки от однофазного КЗ 189 А. Получаем коэффициент : 3

$$4. 855/756=1,13$$

Выбранный автоматический выключатель не удовлетворяет чет-

вертому условия. Дополнительно устанавливаем защитную приставку ЗТ-0,4 с током уставки от однофазного КЗ 189 А. Получаем коэффициент : 4,523 Следовательно все условия выполняются

Разъединитель QS1 выбирается по тем же условиям, что и разъединитель питающей линии: для трансформаторной подстанции ТП 4

тип РНД(З)-35/1000;
номинальный ток 1000 А;
номинальное напряжение 35 кВ;
амплитуда сквозного тока 64 кА;
ток термической стойкости 25 кА

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливаются предохранители FU1 – FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию

$$I_{пл.вс} = 0,824 \text{ А.}$$

Принимается предохранители типа 7,5 с током плавкой вставки 7,5 А.

Шины 0,4 кВ подключаются к трансформатору через рубильник QS2 типа Р2315 с номинальным током 600А.

Трансформаторы тока ТА1-ТА3 типа ТК20 служат для питания счётчика активной энергии СА4-И672.

Линия Л-1 Максимальный ток – 36,526 А, ударный ток – 1,348 кА, двухфазный ток короткого замыкания – 825,6 А, однофазный ток короткого замыкания – 926,7 А. К установке принимается автоматический выключатель А3163 с током теплового расцепителя 40 А, током электромагнитного расцепителя 400 А, и током динамической стойкости 15 кА.

1. $40 \text{ А} > 36,526 \text{ А};$

2. $15 \text{ кА} > 1,348 \text{ кА};$

3. $825,6/400=2,064;$

Выбранный автоматический выключатель не удовлетворяет третьему условию. Дополнительно устанавливаем защитную приставку ЗТ-0,4 с током уставки от однофазного КЗ 189 А. Получаем коэффициент : 3

4. $926,7/400=2,316$

Выбранный автоматический выключатель не удовлетворяет четвертому условию. Дополнительно устанавливаем защитную приставку ЗТ-0,4 с током уставки от однофазного КЗ 189 А. Получаем коэффициент

циент : 4,523 Следовательно все условия выполняются

Линия Л-2 Максимальный ток – 3,038 А, ударный ток – 0,924 кА, двухфазный ток короткого замыкания – 566,3 А, однофазный ток короткого замыкания – 729,8 А. К установке принимается автоматический выключатель АЕ2063 с током теплового расцепителя 3,2 А, током электромагнитного расцепителя 38,4 А, и током динамической стойкости 15 кА.

1. $3,2 \text{ А} > 3,038 \text{ А}$;

2. $15 \text{ кА} > 0,924 \text{ кА}$;

3. $566,3/38,4=14,747$;

Выбранный автоматический выключатель не удовлетворяет третьему условию. Дополнительно устанавливаем защитную приставку ЗТ-0,4 с током уставки от однофазного КЗ 189 А. Получаем коэффициент : 3

4. $729,8/38,4=19,005$

Выбранный автоматический выключатель не удовлетворяет четвертому условию. Дополнительно устанавливаем защитную приставку ЗТ-0,4 с током уставки от однофазного КЗ 189 А. Получаем коэффициент : 4,523 Следовательно все условия выполняются.

Расчёт контура заземления подстанций

Расчет контура заземления трансформаторной подстанции ТП

2 $R_c = 18,3 \cdot 6,7 = 122,616 \text{ Ом}$

$n_{od} = 122,616/30 = 4,087$.

$n_{m.n} = 31$

$R_c' = 122,616/18,6 = 6,592 \text{ Ом}$.

$R_n' = 0,655 \cdot 4,902 = 3,215 \text{ Ом}$,

$R_{od} = 394,292/125,832 = 3,133 \text{ Ом}$.

$R_{3.в.л} = 3,133/2 = 1,566 \text{ Ом}$.

$R_3 = 2,454/3,916 = 0,626 \text{ Ом}$.

7 ПРИМЕР ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Таблица 7.1 - Исходные данные

Наименование оборудования	Кол-во, n	$K_{и}$	$K_{с}$	$\cos(\varphi)$	$P_{н}$ (ед), кВт
ТП - ТП №1					
Группа П №1 (сверлильный станок)	2	0,14		0,5	4
Группа П №1 (фрезерный станок при крупносерийном производстве)	2	0,16		0,6	2
Группа П №1 (долбежный станок)	2	0,14		0,5	8
Группа П №2 (Сварочные машины шовные)	6	0,5		0,7	5

Таблица 7.2 - Исходные данные

Наименование оборудования	n	m	$n_{эф}$
Группа П №1 ТП №1	6	4	2,333
Группа П №2 ТП №1	6	1	1

Определим K_m для каждой группы потребителей и составим следующую таблицу

Таблица 7.3 - Исходные данные

Наименование оборудования	$n_{эф}$	$K_{и}$	K_m
ТП - ТП №1			
Группа П №1 (сверлильный станок)	2,333	0,14	3,11
Группа П №1 (фрезерный станок при крупносерийном	2,333	0,16	2,64
Группа П №1 (долбежный станок)	2,333	0,14	3,11
Группа П №2 (Сварочные машины шовные)	1	0,5	1,65

Проведя соответствующие расчеты, сформируем окончательную таблицу нагрузок.

Таблица 7.4 - Исходные данные

№ п.п.	Наименование	Дневной максимум			Вечерний максимум		
		P _д , кВт	Q _д , квар	S _д , кВА	P _в , кВт	Q _в , квар	S _в , кВА
ТП №1							
П №1	группа 1	37,339	26,24	45,63 7	37,33 9	26,24	45,63 7
П №2	группа 2	24,75	16,83 3	29,93 2	24,75	16,83 3	29,93 2

**Определение места расположения трансформаторной подстанции.
Выбор конфигурации сети 0,38 кВ. Определение координат центра электрических нагрузок**

Таблица 7.5 - Координаты потребителей низковольтной сети

Код потребителя	Координата X	Координата Y
ТП №1		
П №1	180	428
П №2	217	415

Центы электрических нагрузок низковольтных сетей представлены в следующей таблице 7.6 для каждой ТП

Таблица 7.6 - Центры электрических нагрузок

№ ТП (наименование)	ЦЭН Координата X	ЦЭН Координата Y
ТП №1	194,655	422,85

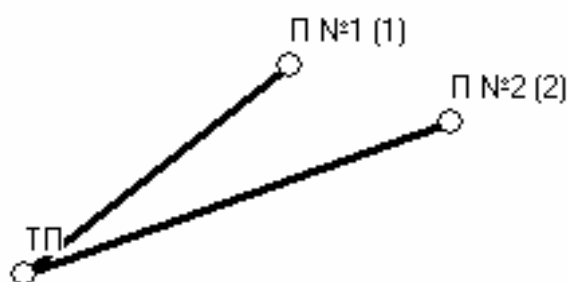


Рисунок 7.1 - Схема расположения потребителей ТП № 1

Определение электрических нагрузок сети 0,38 кВ

Таблица 7.7 - Расчёт нагрузок сети 0,38 кВ

Участок сети	Рд, кВт	Qд, квар	Sд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Sв, кВА
ТП №1						
ТП - П №2	24,75	16,833	29,931	24,75	16,833	29,931
ТП - П №1	37,339	26,24	45,637	37,339	26,24	45,637

Суммирование нагрузок ведётся методом надбавок или коэффициента одновременности аналогично и результаты расчётов заносятся в табл.7.8

Таблица 7.8 - Расчёт нагрузок на ТП

Номер ТП	Рд, кВт	Qд, квар	Sд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Sв, кВА
ТП №1	62,089	43,072	75,566	62,089	43,072	75,566

Определение места расположения распределительной трансформаторной подстанции. Конфигурация сети высокого напряжения и определение величины высокого напряжения

Таблица 7.9 - Координаты потребителей низковольтной сети

ТП	Координата X	Координата Y
ТП №1	3,3	7,9

Центр электрических нагрузок высоковольтной сети имеет следующие координаты:

$$X=3,3 \text{ км}$$

$$Y=7,9 \text{ км}$$



Рисунок 7.2 – Схема ВВ сети

Определение нагрузок в сети высокого напряжения

Таблица 7.10 - Результаты суммирования нагрузок в сети высокого напряжения

Номер участка	$P_{д,}$ кВт	$Q_{д,}$ квар	$S_{д,}$ кВА	$P_{в,}$ кВт	$Q_{в,}$ квар	$S_{в,}$ кВА
РТП - ТП №1	62,089	43,072	75,566	62,089	43,072	75,566

Эквивалентная длина составит

$$L_{ЭК}=1,503 \text{ км.}$$

$$U_{ОПТ}=6,857 \text{ кВ.}$$

Принимаем стандартное напряжение 10 кВ.

Определение числа и мощности трансформаторов на подстанции

Таблица 7.11 - Технические данные трансформатора

№ ТП	Тип	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з. %	Ток х.х., %
			В.Н.	Н.Н.	х.х	к.з.		
ТП №1	ТМ-63	63	10	0,4	0,265	1,28	4,5	2,8

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок.

Таблица 7.12 - Коэффициент системных перегрузок ТП

Трансформаторная подстанция	$k_{cn} = \frac{S_p}{S_{mp}}$
ТП №1	1,19

Выбор типа подстанции

Для электроснабжения сельских потребителей на напряжении 0,38/0,22 кВ непосредственно возле центров потребления электроэнергии сооружают трансформаторные пункты или комплектные трансформаторные подстанции на 35, 6-10/0,38-0,22 кВ. Обычно мощности трансформаторных пунктов не очень значительны, и иногда их размещают на деревянных мачтовых конструкциях. Комплектные трансформатор-

ные подстанции устанавливаются на специальных железобетонных опорах. Трансформаторные пункты при использовании дерева монтируют на АП-образных опорах. Они имеют невысокую стоимость, и их сооружают в короткий срок, причем для их сооружения используют местные строительные материалы.

Комплектные подстанции полностью изготавливают на заводах, а на месте установки их только монтируют на соответствующих железобетонных опорах или фундаментах. Эксплуатация таких трансформаторных пунктов и комплектных подстанций очень проста, что обусловило их широкое применение в практике вообще и, особенно в сельской энергетике. Их применяют также на окраинах городов, а иногда и в качестве цеховых пунктов электроснабжения на заводах и фабриках. На этих подстанциях имеется вся необходимая аппаратура для присоединения к линии 35, 6-10 кВ (разъединитель, вентильные разрядники, предохранители), силовой трансформатор мощностью от 25 до 630 кВА и распределительное устройство сети 0,38/0,22 кВ, смонтированное в герметизированном металлическом ящике. На конструкции подстанции крепят необходимое число изоляторов для отходящих воздушных линий 0,38/0,22 кВ.

Расчет сечения проводов сети высокого напряжения

Таблица 7.13 - Расчёт сечения проводов в сети высокого напряжения

Участок сети	S_p , кВА	P_p , кВт	I_p , А	T_m , час	$j_{эк}$, А/мм ²	$F_{эк}$, мм ²	Марка провода
РТП - ТП №1	75,566	62,089	4,362	2800	1,3	3,355	АС-16

Определение потерь напряжения в высоковольтной сети и трансформаторе

Таблица 7.14 - Потери напряжения в сети высокого напряжения

Участок сети	Марка провода	P , кВт	r_0 , Ом/км	Q , квар	x_0 , Ом/км	L , км	ΔU , В	ΔU , %
РТП - ТП №1	АС-16	62,089	1,8	43,072	0,43	1,503	19,581	0,195

Потери напряжения в трансформаторе определяются по формуле
 Трансформаторная подстанция Расчетные значения

ТП №1

$$U_a = 0,02 \%,$$

$$U_p = 4,499 \%,$$

$$\cos \varphi = 0,821,$$

$$\sin(\varphi)=0,57$$

$$\Delta U = 3,095 \%$$

Определение потерь мощности и энергии в сети высокого напряжения и трансформаторе

Таблица 7.15 - Определение потерь мощности и энергии в сети высокого напряжения

Участок сети	I, А	r_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	T_m , час	τ , час	ΔW , кВт·ч
РТП - ТП №1	4,362	1,8	1,503	0,085	2800	1429,772	121,53
Итого:			1,503	0,085			121,53

Потеря мощности и энергии, теряемые в высоковольтных линиях, в процентах от потребляемой

Трансформаторная подстанция ТП №1 Расчетные значения

$\Delta P_{mp}=2,106$ кВт,

$\Delta W_{mp}= 3753,013$ кВт·ч.

Определение допустимой потери напряжения в сетях 0,38 кВ

Допустимая потеря напряжения в сети 0,38 кВ определяется для правильного выбора сечения проводов линии.

Трансформаторная подстанция ТП №1 Расчетные значения

$V_{рег}=2,8225$ %, принимается стандартная регулируемая надбавка равная 2,5 %,

$\Delta U_{дон}=6,309$ %, что составляет 23,9742 В.

Для повышения пропускной способности и уменьшения сечения проводов у потребителей, имеющих большую реактивную мощность (25 и более квар для вечерних нагрузок) устанавливается поперечная емкостная компенсация.

Таблица 7.16 - Компенсация реактивной мощности сети 0,38 кВ

Участок сети	Рд, кВт	Qд, квар до компенсации	Qд, квар после компенсации	Sд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар до компенсации	Qв, квар после компенсации	Sв, кВА	Компенсатор тип/мощность
ТП №1									
ТП 1 - П №2	24,75	16,833	16,833	29,931	24,75	16,833	16,833	29,931	-
ТП 1 - П №1	37,339	26,24	1,239	37,359	37,339	26,24	1,239	37,359	УКН-0,4-25/25

Определение сечения проводов и фактических потерь напряжения, мощности и энергии в сетях 0,38 кВ

Таблица 7.17 - Определение расчетных сечений и типа проводов

Участок сети	Расчетное сечение провода, мм	Марка провода	Фактическая потеря напряжения, В
ТП №1			
ТП - П №2	20,67	АС-25	9,767
ТП - П №1	25,8	АС-35	6,547

Потери мощности и энергии в линиях 0,38 кВ определяются аналогично потерям мощности и энергии в высоковольтной линии, результаты расчётов указываются в таблице 7.18

Таблица 7.18 - Потери мощности и энергии в сети 0,38 кВ

Участок сети	S, кВА	P, кВт	I, А	r ₀ , Ом/км	L, м	ΔP, кВт	T _м , час	τ, час	ΔW, кВтч
ТП №1									
ТП - П №2	29,931	24,75	45,475	1,14	104,687	0,74	2200	1036,6	767
ТП - П №1	37,359	37,339	56,761	0,83	78,959	0,633	2200	1036,6	656,1
Итого					183,646	1,373			1423,1

Определение конструктивных параметров высоковольтной и низковольтной линий

Для воздушной линии электропередач напряжением 35, 10, 6 кВ принимаются унифицированные железобетонные опоры максимальный габаритный пролёт которых составляет 125 м.

Участок РТП - ТП №1: Длина участка – 1,503 км. К установке принимаются следующие опоры: №1, №22 – анкерная опора УБ35-1в и №2 – 21 - промежуточная опора ПБ35-3в. Промежуточных опор 13. Пролёт между опорами составляет 115 м.

Для воздушной линии электропередач напряжением 0,38 кВ принимаются унифицированные железобетонные опоры, максимальный пролёт которых составляет 35 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети ТП- П №2, длина линии – 104,687 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 34 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети ТП- П №1, длина линии – 78,959 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 26 м.

Расчёт токов короткого замыкания

Составим расчетные схемы замещения КЗ.

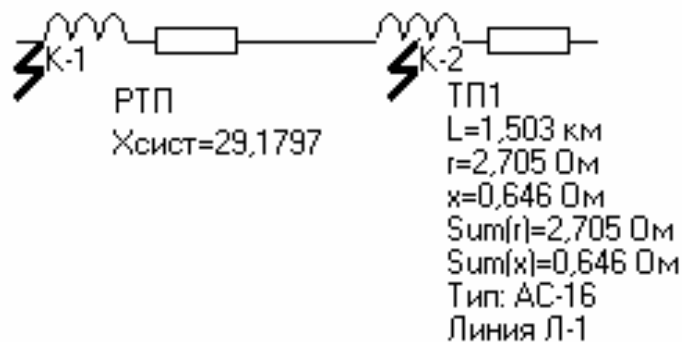


Рисунок 7.3 – Схема замещения КЗ ВВ сети

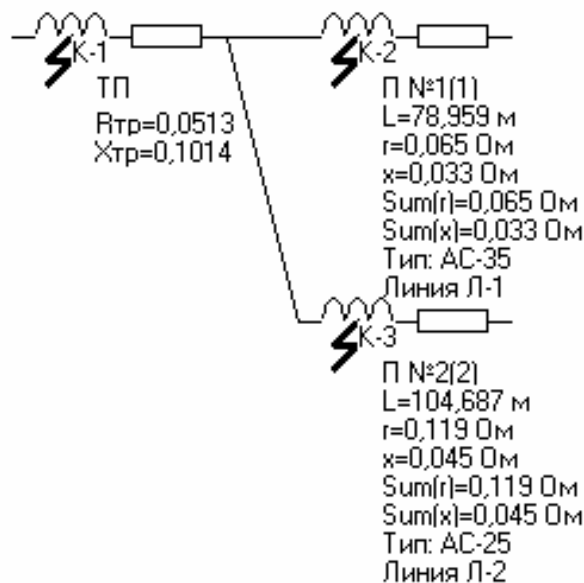


Рисунок 7.4 – Схема замещения КЗ ТП 1

**Таблица 4.19 - Результаты расчётов токов короткого замыкания
высоковольтной сети**

Точка к.з.	$r, \text{ Ом}$	$x, \text{ Ом}$	$Z, \text{ Ом}$	$Z_{\text{п}}, \text{ Ом}$	T_a	$K_{\text{уд}}$	$I^{(3)}$	$I^{(2)}$	$I^{(1)}$	$i_{\text{уд}}$
К-1	0	29,1797	29,1797	-	0	2	0,2077	0,1798	-	0,5874
К-2	2,705	0,646	29,9481	-	0,0007	1	0,2024	0,1752	-	0,2862

**Таблица 4.20 - Результаты расчётов токов короткого замыкания
низковольтной сети трансформаторных подстанций**

Точка к.з.	$r, \text{ Ом}$	$x, \text{ Ом}$	$Z, \text{ Ом}$	$Z_{\text{п}}, \text{ Ом}$	T_a	$K_{\text{уд}}$	$I^{(3)}$	$I^{(2)}$	$I^{(1)}$	$i_{\text{уд}}$
ТП №1										
К-1	0,05134	0,10146	0,1137	0	0,0062	1,1993	2,026	1,7545	0	3,4362
К-2	0,065	0,033	0,1782	0,072	0,0016	1,0019	1,2927	1,1195	1,1985	1,8316
К-3	0,119	0,045	0,2249	0,127	0,0012	1,0002	1,0242	0,8869	1,0304	1,4487

Выбор и проверка аппаратуры высокого напряжения ячеек питающих линий

Согласно ПУЭ электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению, проверяют на динамическую и термическую устойчивость. Ячейка питающей линии представляет собой комплектное распределительное устройство наружной или внутренней установки. КРУН комплектуется двумя разъединителями с короткозамыкателями (QS) для создания видимого разрыва цепи при проведении профилактических и ремонтных работ обслуживающим или оперативным персоналом, выключателем нагрузки (QF) и комплектом трансформаторов тока (ТА), которые служат для питания приборов релейной защиты и приборов учёта электрической энергии. Однолинейная упрощённая схема КРУН представлена на рисунке 7.5.

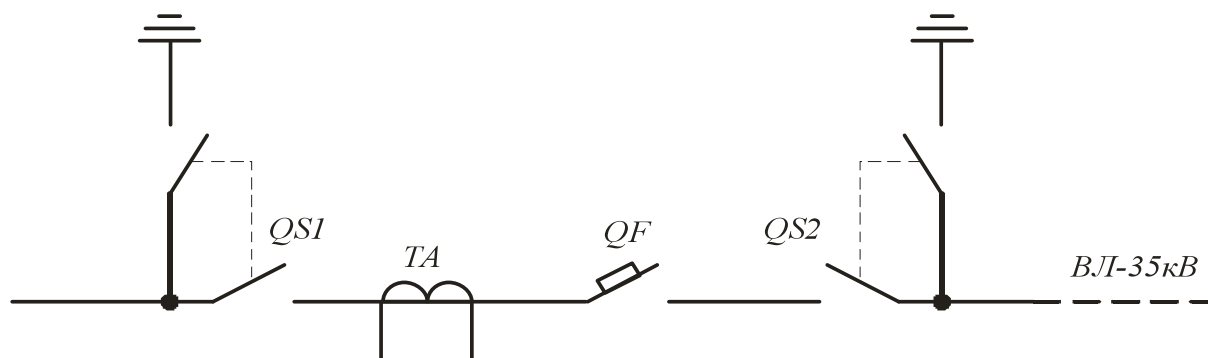


Рисунок 7.5 - Однолинейная упрощённая схема КРУН

Для выбора и проверки электрических аппаратов высокого напряжения целесообразно составить таблицу, куда вносятся исходные данные места установки аппарата и его каталожные данные. Место установки – РТП.

Таблица 7.21 - Сравнение исходных данных места установки, с параметрами выключателя, разъединителя, трансформатора тока

Исходные данные места установки	Параметры выключателя	Параметры разъединителя	Параметры Трансформатора тока
	Тип ВС-10-0,8	Тип РЛНДА-10/200	Тип ТЛП-10КУЗ
$U_{ном} = 10$ кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{ном} = 4,362$ А	0,032 кА	200 А	10 А
$I_{K1}^{(3)} = 0,207$ кА	0,8 кА	-	-
$i_{y\partial K1} = 0,587$ кА	2,1 кА	20 кА	2,47 кА
$[I_{K1}^{(3)}]^2 \cdot t_k$	0,8 кА	8 кА	0,04 кА

Как видно из табл. 7.21 параметры всех выбранных аппаратов удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Согласование защит, карта селективности

Для согласования действия защит необходимо построить карту селективности, которая представляет собой построенные в координатах время ток, графики зависимости времени срабатывания защитных аппаратов от тока, приведенного к одной ступени напряжения. Построение выполняется в логарифмическом масштабе.

Карта селективности строится для ТП в конце линии при заданной конфигурации НВ сети данных трансформаторных подстанций.

Порядок построения:

1. Наносится характеристика автоматического выключателя с максимальным током теплового расцепителя, приведенного к выбранной ступени напряжения, на карту селективности по точкам.
2. Наносится характеристика предохранителя ПК – 10 с номинальным током плавкой вставки по точкам;
3. Откладывается ток трехфазного короткого замыкания на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, приведенной к ступени напряжения 10 кВ.

Таблица 7.22 – К построению карты селективности

№ ТП	ПК	Автоматический выключатель	$I_{с.з.}^{III}$, А	$I_{с.з.}^I$, А
ТП №1	ПК -10, 7,5 А	АЕ2064	6,773	285,741

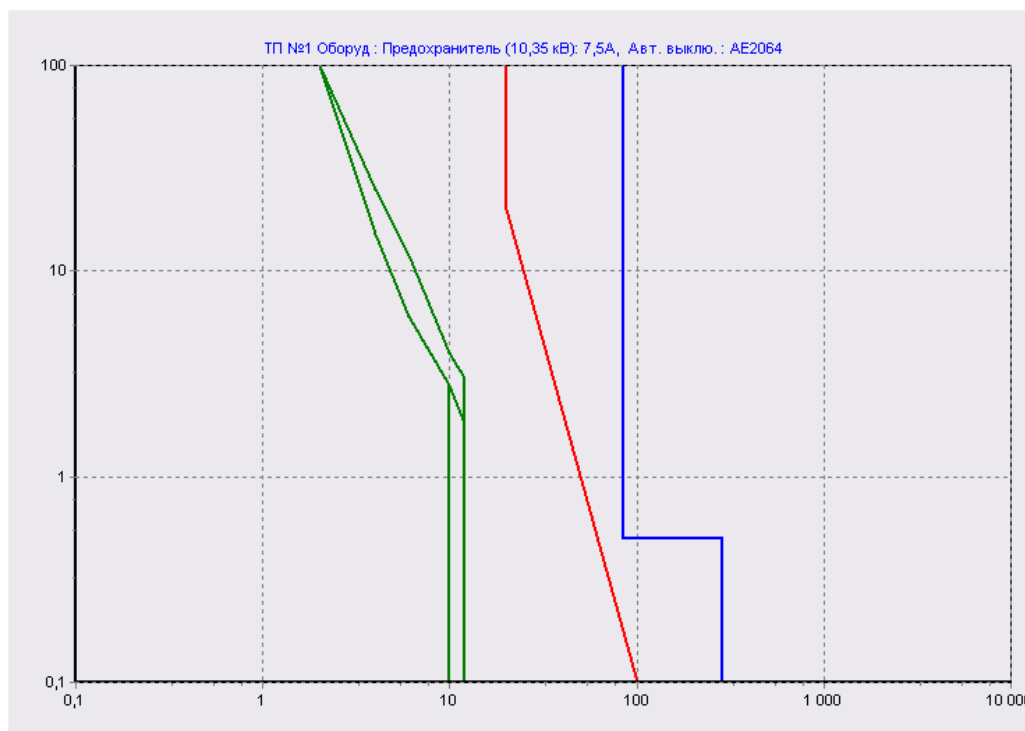


Рисунок 7.5 – Карта селективности ТП 1

Расчёт сети по потере напряжения при пуске электродвигателя

Потребитель П №2 трансформаторной подстанции ТП 1 имеет привод с электродвигателем 4А200М2У3

Паспортные данные электродвигателя

$$\begin{array}{lll}
 P_{ном} = 37 \text{ кВт} & \cos \varphi_{ном} = 0,89 & КПД = 0,9 \\
 \lambda_{max} = 2,5 & \lambda_{min} = 1 & \lambda_{пуск} = 1,4 \\
 \lambda_{кр} = 1,4 & R_{к.н} = 0,06 & X_{к.н} = 0,16 \\
 S_k = 11,5 & \kappa_I = 7,5 & \lambda_{mp} = 1,2
 \end{array}$$

$$\delta U_{дон.д.} = -(1 - 1,017) \cdot 100 = 1,77 \%$$

$$r_n = 0,119 \text{ Ом},$$

$$x_n = 0,045 \text{ Ом}.$$

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$$\operatorname{tg} \varphi_{пуск} = 2,666 \Rightarrow \cos \varphi_{пуск} = 0,351$$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$$P_{\text{д.пуск}} = (97,436 \cdot 1,035) / 0,801 = 125,988 \text{ кВт.}$$

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$$\Delta U_{\text{трансф}} = (125,988 \cdot 12,017) / 64,665 = 23,413 \text{ \%}.$$

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$$\Delta U_{\text{Л0,38пуск}} = ((125988,313 \cdot (0,119 + 0,12)) / (144400)) \cdot 100\% = 20,852 \text{ \%}$$

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$$\Delta U_{\text{д.д.пуск.}} = 2,57 \text{ \%}$$

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$$\delta U_{\text{д.пус.ф.}} = -46,836 \text{ \%}.$$

Пуск двигателя произойдет успешно.

Выбор устройств от перенапряжений

Защиту подстанций напряжением 10 – 35 кВ выбирают в зависимости от их мощности. Если мощность подстанции менее 630 кВА, на каждой ее системе шин устанавливают комплект вентильных разрядников, расположенных возможно близко к трансформаторам и присоединенных к заземляющему контуру подстанции кратчайшим путем. Кроме того, на расстоянии 150 – 200 м от подстанции на всех подходящих воздушных линиях монтируют комплекты трубчатых разрядников РТ-1 или заменяющих их защитных искровых промежутков ПЗ-1 (при токах короткого замыкания, меньших нижнего предела, гасящегося трубчатыми разрядниками). Сопротивление заземления этих разрядников РТ-1 или промежутков ПЗ-1 должно быть не более 10 Ом.

На питающих линиях для защиты разомкнутых разъединителей или выключателей у приемных порталов или у вводов в закрытое распределительные устройства дополнительно устанавливают трубчатые разрядники РТ-2 или защитные промежутки ПЗ-2, присоединяя их к заземляющему контуру подстанции. Подстанции мощностью 630 кВ-А и больше защищают так же, но дополнительно все воздушные линии передачи, подходящие к этим подстанциям на расстояние 150 – 200 м, защищают протяженными молниеотводами, (тросы). При этом трубчатые разрядники РТ-1 или защитные промежутки ПЗ-1 устанавливают в начале подходов линий передачи, защищенных тросами. Протяженные молниеотводы заземляют на каждой опоре подходов, причем импульсные сопротивления заземлений должны быть не более 10 Ом. В на-

чале подхода к заземлению опоры присоединяют трос и разрядник РТ-1 или промежуток ПЗ-1. В конце подхода трос к заземленному контуру подстанции не присоединяют, а обрывают на первой опоре от подстанции. При этом пролет (50 – 60 м), не защищенный тросом, должен перекрываться защитными зонами стержневых молниеотводов, устанавливаемых для защиты открытых подстанций такой мощности.

Расчёт уставок релейной защиты

Линия Л-1

$I_p=4,362$ А

$$I_{с.з}^{III} = 5,757/0.85 = 6,773 \text{ А}$$

$$I_{с.р.}^{III} = 6,773/2 = 3,386 \text{ А.}$$

Точка короткого замыкания К-2

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания на оконечных потребителях.

$$K_\eta = 175,2/6,773 = 25,863$$

$$I_{с.з}^I = 242,88/0,85 = 285,741 \text{ А.}$$

$$I_{с.р}^I = 285,741/2 = 142,87 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется через минимальный ток короткого замыкания в месте установки защиты. Коэффициент чувствительности для токовой отсечки должен быть не менее 1,2.

$$K_\eta = 719,199/285,741 = 2,516 > 1,2 .$$

Выбор и проверка высоковольтной и низковольтной аппаратуры на подстанции

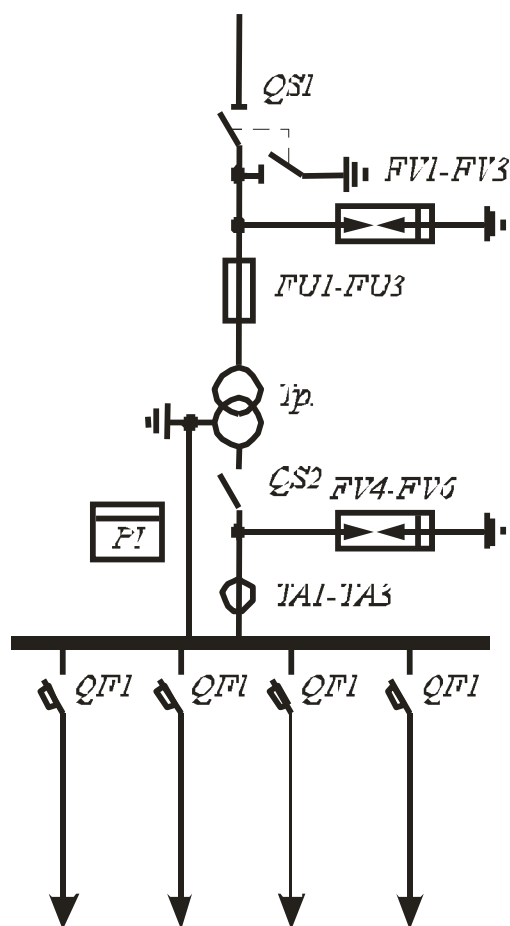


Рисунок 7.6 - Однолинейная принципиальная схема ТП

Разъединитель QS1 выбирается по тем же условиям, что и разъединитель питающей линии: для трансформаторной подстанции ТП 1

- тип РЛНДА-10/200;
- номинальный ток 200 А;
- номинальное напряжение 10 кВ;
- амплитуда сквозного тока 20 кА;
- ток термической стойкости 8 кА

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливаются предохранители FU1 – FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию

$$I_{пл.вс} = 7,169 \text{ А.}$$

Принимается предохранители типа 7,5 с током плавкой вставки 7,5 А.

Шины 0,4 кВ подключаются к трансформатору через рубильник QS2 типа Р2315 с номинальным током 600А.

Трансформаторы тока ТА1-ТА3 типа ТК20 служат для питания счётчика активной энергии СА4-И672.

Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях производится исходя из следующих условий

1. $I_{m.p.} \geq \kappa_{с.з} \times I_{\max}$, $\kappa_{с.з} = 1$;
2. $I_{пред} \geq i_{уд.маx}$;
3. $\frac{I_{\kappa min}^{(2)}}{I_{эм}} \geq 1,25$;
4. $\frac{I_{\kappa min}^{(1)}}{I_{эм}} \geq 1,25$.

Линия Л-1 Максимальный ток – 56,761 А, ударный ток – 1,831 кА, двухфазный ток короткого замыкания – 1119,5 А, однофазный ток короткого замыкания – 1198,5 А. К установке принимается автоматический выключатель АЕ2064 с током теплового расцепителя 63 А, током электромагнитного расцепителя 756 А, и током динамической стойкости 15 кА.

1. 63 А > 56,761 А;
2. 15 кА > 1,831 кА;
3. 1119,5/756 = 1,48;
4. 1198,5/756 = 1,585

Линия Л-2 Максимальный ток – 45,475 А, ударный ток – 1,448 кА, двухфазный ток короткого замыкания – 886,9 А, однофазный ток короткого замыкания – 1030,4 А. К установке принимается автоматический выключатель А3163 с током теплового расцепителя 50 А, током электромагнитного расцепителя 500 А, и током динамической стойкости 15 кА.

1. 50 А > 45,475 А;
2. 15 кА > 1,448 кА;
3. 886,9/500 = 1,773;
4. 1030,4/500 = 2,06

Расчёт контура заземления подстанций

Расчет контура заземления трансформаторной подстанции ТП

- 1 $R_c = 18,3 \cdot 6,7 = 122,616 \text{ Ом}$
- $n_{од} = 122,616/30 = 4,087$.
- $n_{m.n} = 31$
- $R'_c = 122,616/18,6 = 6,592 \text{ Ом}$.
- $R'_n = 0,655 \cdot 4,902 = 3,215 \text{ Ом}$,
- $R_{од} = 394,292/125,832 = 3,133 \text{ Ом}$.
- $R_{3.б.л} = 3,133/2 = 1,566 \text{ Ом}$.
- $R_3 = 2,454/3,916 = 0,626 \text{ Ом}$.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Образец задания

ФГБОУ ВПО СТАВРОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Электроэнергетический факультет

Кафедра «Применение электроэнергии в сельском хозяйстве»

ЗАДАНИЕ

на курсовой проект по дисциплине
"ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ"

Координаты ($x=0-10\text{км}$; $y=0-10\text{км}$):

РТП: $x=$ _____ км; $y=$ _____ км

ТП1: $x=$ _____ км; $y=$ _____ км

ТП2: $x=$ _____ км; $y=$ _____ км

ТП3: $x=$ _____ км; $y=$ _____ км

ТП4: $x=$ _____ км; $y=$ _____ км

Тип кабеля или провода ВВ сети _____

Координаты потребителей ТП1 ($x=0-500\text{м}$; $y=0-500\text{м}$):

П1: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П2: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П3: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П4: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

Координаты потребителей ТП2 ($x=0-500\text{м}$; $y=0-500\text{м}$):

П1: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П2: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П3: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П4: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

Координаты потребителей ТП3 ($x=0-500\text{м}$; $y=0-500\text{м}$):

П1: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П2: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П3: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П4: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

Координаты потребителей ТП4 ($x=0-500\text{м}$; $y=0-500\text{м}$):

П1: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П2: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П3: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

П4: $x=$ _____ м; $y=$ _____ м; №потребителя _____

Тип кабеля или провода НВ сети _____

Студент _____
(Ф.И.О.) (подпись)

Преподаватель Антонов С.Н.
(Ф.И.О.) (подпись)

Дата выдачи " ____ " _____ 20__ г.

Ставрополь 20__ г.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антонов С.Н. Аппараты магнитной обработки воды. Проектирование, моделирование и исследование : монография / С.Н. Антонов, А.И. Адошев, И.К. Шарипов, В.Н. Шемякин. – Ставрополь : АГРУС Ставропольского гос. аграрного ун-та, 2014. – 220 с.
2. Антонов С.Н. Необходимость использования автоматизированного рабочего места проектировщика для выпускного курса ФЭСХ / в сб. научн. трудов Информационные и коммуникационные технологии и их роль в активизации учебного процесса в вузе. СтГАУ – Ставрополь : АГРУС, 2009. – С.3-5.
3. Антонов С.Н. Нормоконтроль как средство повышения качества выполняемых дипломных проектов или работ / в сборнике научных трудов Совершенствование учебного процесса в вузе на основе информационных и коммуникационных технологий. СтГАУ. – Ставрополь : АГРУС, 2010. – С.7-10.
4. Антонов С.Н. Проектирование магнитных систем электротехнических устройств : учебное пособие / С.Н. Антонов, Д.Е. Кофанов ; Ставропольский государственный аграрный университет. – Ставрополь : АГРУС, 2011. – 240 с.
5. Антонов С.Н. Проектирование систем электрификации / методические указания и задание для курсового проекта [С.Н. Антонов, И.В. Атанов, М.Я. Ашмарин, В.П. Горшколепов, Л.Л. Иунихин] / ФГОУ ВПО СтГАУ – Ставрополь : АГРУС, 2004. – 40с.
6. Антонов С.Н. Проектирование электропривода сельскохозяйственного назначения : учебное пособие / С.Н. Антонов, Д.В. Данилов ; ФГОУ ВПО Ставропольский государственный аграрный университет. – Ставрополь : АГРУС, 2010. – 272 с.
7. Антонов С.Н. Разработка методических указаний к выполнению курсовой работы по дисциплине «Электропривод сельскохозяйственных машин» // в сб. научн. трудов Активизация учебного процесса с помощью информационных и коммуникационных технологий. Ст.ГАУ – Ставрополь, 2005. – С.24-25.
8. Антонов С. Н., Шарипов И. К., Шемякин В. Н., Адошев А. И. Моделирование магнитных систем с использованием систем автоматизированного проектирования / Достижения науки и техники АПК – 2010.-№10. – С.75-78.
9. Будзко И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 256 с.
10. Будзко И.А., Зуль Н.М. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496с.

11. Гельфанд Я.С. Релейная защита распределительных сетей / 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 368 с.
12. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие для вузов. – Ростов – на – Дону: «Феникс», 2008.
13. Коноплев Е.В. Автономная энергетика / Никитенко Г.В., Коноплев Е.В. // Сельский механизатор № 1 2007 - С. 25.
14. Никитенко Г.В., Коноплев Е.В. Выбор и обоснование варианта электроснабжения удаленных потребителей В сборнике: Методы и технические средства повышения эффективности использования электрооборудования в промышленности и сельском хозяйстве – Ставрополь: АГРУС СтГАУ, 2009. С. 260-265.
15. Никитенко Г.В., Коноплев Е.В., Коноплев П.В. Использование программных продуктов при изучении объемных дисциплин бакалавриата // Инновационные технологии современного образования – Ставрополь: АГРУС СтГАУ, 2013. С. 115-128.
16. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005610257 Метод симметричных составляющих // Воротников И.Н., Данченко И.В., Коноплев Е.В. от 27.09.04.
17. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2006612738 Электроснабжение сельского хозяйства // Коноплев Е.В., Нагорный А.В., Лысаков А.А., Ивашина А.В. от 06.07.06.
18. Хорольский В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.Я. Таранов. – Ставрополь: АГРУС СтГАУ, 2013. – 256с.
19. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Анализ и синтез систем автономного электроснабжения сельскохозяйственных объектов. Ростов-на-Дону: Терра, 2001. – 222с.
20. Шеховцов В.П. Расчёт и проектирование схем электроснабжения. – М.: ФОРУМ – ИНФА-М, 2005.—214с
21. Электроснабжение сельского хозяйства: Методическое пособие.- Изд. 2-е перераб и доп./Сост. В.В. Коваленко, А.В. Ивашина, А.В. Нагорный, А.В. Кравцов. – Ставрополь: Изд-во СтГАУ «АГРУС», 2004–100с.
22. Янукович Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства. Курсовое и дипломное проектирование: учебное пособие для студентов вузов по специальности «Энергетическое обеспечение сельскохозяйственного производства». / Янукович Г.И. – Минск: Минфана, 2010. – 440с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	4
2 ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ.....	5
3 ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ	7
4 МЕТОДИКА РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,38-35 кВ	16
4.1 Исходные данные для выполнения расчетов	16
4.2 Определение места расположения трансформаторной подстанции. Выбор конфигурации сети 0,38 кВ. Определение координат центра электрических нагрузок	16
4.3 Определение электрических нагрузок сети 0,38 кВ	17
4.4 Определение числа и мощности трансформаторов на подстанции	20
4.5 Выбор типа подстанции.....	21
4.6 Определение места расположения распределительной подстанции. Конфигурация сети высокого напряжения и определение величины высокого напряжения.....	21
4.7 Определение нагрузок в сети высокого напряжения.....	22
4.8 Расчет сечения проводов сети высокого напряжения	22
4.9 Определение потерь напряжения в высоковольтной сети и трансформаторе	23
4.10 Определение потерь мощности и энергии в сети высокого напряжения и трансформаторе	24
4.11 Определение допустимой потери напряжения в сети 0,38 кВ	25
4.12 Определение сечения проводов и фактических потерь на- пряжения, мощности и энергии в сетях 0,38 кВ	26

4.13 Расчет сети по потери напряжения при пуске электродвигателя	29
4.14 Определение конструктивных параметров высоковольтной и низковольтной линий	30
4.15 Расчет токов короткого замыкания.....	30
4.16 Выбор и проверка аппаратуры высокого напряжения ячейки питающей линии	33
4.17 Расчет уставок релейной защиты.....	33
4.18 Выбор и проверка высоковольтной и низковольтной аппаратуры на подстанции.....	34
4.19 Согласование защит, карта селективности.....	35
4.20 Выбор устройства защиты от перенапряжения.....	36
4.21 Расчет контура заземления подстанции	36
5 ПРОГРАММА ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 0,38-35 кВ.....	38
6 ПРИМЕР ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ	53
7 ПРИМЕР ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ.....	80
ПРИЛОЖЕНИЕ А Образец задания	96
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	97

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

Учебное издание

Антонов Сергей Николаевич
Коноплев Евгений Викторович
Коноплев Павел Викторович
Ивашина Александр Валентинович

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ**

Учебное пособие