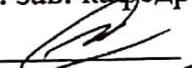


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 21 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие системы электроснабжения района Тепличный города
Благовещенск на 2025 год

Исполнитель
студент группы 442-об4


05.06.2018
подпись, дата

Е.В. Вотинцева

Руководитель
доцент, канд.техн.наук


13.06.2018
подпись, дата

А.А. Остапенко

Консультант:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук


08.06.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук


08.06.2018
подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 14 » 03 2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Вотинцева Екатерина Васильевна

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие системы электроснабжения района Тепличный города Благовещенск на 2025 год

(утверждена приказом от 12.03.2018 № 573 - уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района, однолинейная схема питающей подстанции, мощности трансформаторов

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 15 рисунков, 25 таблиц, расчет в Mathcad

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность

А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 12.03.2018г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Остапенко Александр Анатольевич, доцент, канд. техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): 12.03.2018г.
(подпись студента)



РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 161 страницу, 15 рисунков, 25 таблиц, 20 источников, 2 приложения.

РАСЧЕТ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА, РАСЧЕТ МАСЛОПРИЕМНИКА.

В данной выпускной квалификационной работе был разработан вариант развития системы электроснабжения района Тепличный города Благовещенск на 2025 год, который включает в себя замену трансформаторной подстанции 10/0,4, установку на территории нового распределительного пункта, и подключение к нему комплектных трансформаторных подстанций нового жилого комплекса «Тепличный». В ходе работы были рассчитаны электрические нагрузки района, выбраны сечения кабелей сетей 0,4 кВ и 10 кВ, методом технико-экономического сравнения определено число и мощность комплектных трансформаторных подстанций, рассчитаны токи КЗ в сети 10 кВ и 0,4 кВ, по которым было выбрано и проверено основное электрооборудование распределительного пункта и трансформаторных подстанций.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Общая характеристика	9
1.2 Климатическая характеристика	9
1.3 Характеристика существующей электрической сети	10
2 Определение расчетных нагрузок	14
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	16
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	18
2.3 Расчет нагрузки освещения	20
3 Выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 кВ	23
3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	23
3.2 Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ	24
3.3 Выбор и проверка сечений кабелей 0,4 кВ	26
4 Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ	31
4.1 Расчет числа и мощности ТП для ЖК «Тепличный»	31
4.2 Технико-экономическое сравнение двух вариантов	33
4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	37
4.4 Уточняющий расчет мощности существующих ТП	38
4.5 Определение места расположения трансформаторных подстанций, их схемы и конструкции	40
5 Выбор схема и параметров распределительной сети 10 кВ	42
5.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	42
5.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	44
5.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	46
5.4 Выбор и проверка сечений распределительной сети 10 кВ	48
5.5 Выбор и проверка сечений питающих линий 10 кВ	53
6 Расчет токов короткого замыкания	55

6.1 Расчет токов короткого замыкания в сетях 10 кВ	55
6.2 Расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ	60
7 Проверка выбранных сечений кабелей на термическую стойкость к токам КЗ	65
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	67
8.1 выбор и проверка выключателей	67
8.2 Выбор и проверка трансформаторов тока	70
8.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	75
8.4 Выбор и проверка сборных шин	77
8.5 Выбор комплектных распределительных устройств	81
8.6 Выбор и проверка предохранителей	83
8.7 Выбор и проверка автоматических выключателей	84
9 Заземление и молниезащита	86
9.1 Заземление КТП 10/0,4	86
9.2 Молниезащита РП 10 кВ и КТП 10/0,4 кВ	90
10 Релейная защита и автоматика	92
10.1 Защита кабельных линий 10 кВ	92
10.2 Защита трансформатора	97
10.3 Автоматика	97
11 Безопасность и экологичность	100
11.1 Безопасность	100
11.2 Охрана труда при выполнении работ на комплектных трансформаторных подстанциях	101
11.3 Экологичность	102
11.4 Чрезвычайные ситуации	106
Заключение	109
Библиографический список	110
Приложение А	112
Приложение Б	116

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ЭСГ – электроснабжение городов

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

РП – распределительный пункт

ПС – подстанция

РУ – распределительно устройство

КЛ – кабельная линия

КРУ – комплектное распределительное устройства

КЗ – короткое замыкание

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

АВР – автоматический ввод резерва

АПВ – автоматически повторное включение

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

ВВЕДЕНИЕ

Численность городского населения в России растет с каждым днем. Вместе с этим расширяются территории городов, развиваются инфраструктура и промышленность, увеличивается объем жилой застройки. Все это приводит к постоянному росту электропотребления. Согласно данным АО «СО ЕЭС», электропотребление в Единой энергосистеме России в феврале 2018 года составило 92,0 млрд кВт•ч, что на 1,7 % больше объема потребления за февраль 2017 года [1]. Именно поэтому вопрос о реконструкции и развитии систем электроснабжения городов особенно актуален.

Система электроснабжения городов предназначена для обеспечения электроэнергией всех секторов: коммунально-бытовых, промышленных, транспортных и т.д., располагающихся в городах и на прилегающих к ним территориях [1]. Системы ЭСГ включают в себя: источники питания (как правило, это понижающие подстанции), питающие и распределительные сети 10 кВ (сюда входят распределительные пункты и трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ), и внутренние сети напряжением до 1 кВ.

При проектировании и реконструкции городских электрических сетей необходимо учитывать ряд требований:

- городская система электроснабжения должна обеспечивать бесперебойное питание потребителей в пределах требуемых показателей качества электроэнергии;

- предлагаемая схема сети должна быть экономически выгодной, то есть включать в себя относительно недорогую стоимость оборудования, затраты на строительство и последующую эксплуатацию проектируемой сети;

- должна быть учтена возможность дальнейшего расширения и развития сети без ее коренного переустройства [2].

К сожалению, не все существующие на сегодняшний день электрические сети соответствуют этим требованиям и обеспечивают требуемый уровень надежности и качества электроэнергии. На некоторых подстанциях все еще установлено электрооборудование со сроком эксплуатации, превышающим нормативный, а схемы распределительных сетей иногда не удовлетворяют критериям надежности. Это приводит к незапланированным отключениям электроэнергии, которые недопустимы в условиях сегодняшнего функционирования городских систем.

Цель данной выпускной квалификационной работы – разработка варианта развития системы электроснабжения района Тепличный города Благовещенск в связи со строительством в данном районе нового жилого комплекса, ввод в эксплуатацию которого будет полностью завершён к 2025 году.

Помимо этого в связи с активными темпами развития района в последние несколько лет, необходимо провести уточняющий расчет существующей системы электроснабжения и решить вопрос о целесообразности ее реконструкции.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Общая характеристика

Благовещенск – административный центр Амурской области, пятый по величине город на Дальнем Востоке с населением 225000 человек.

Район Тепличный расположен в северо-западной части города, ограничен улицами Воронкова, Тепличная, Василенко и 1-я Тепличная. Площадь района и прилегающих к нему территорий более 25 га.

Строительство домов в Тепличном районе началось в 1992 году, примерно в то же время там была установлена первая трансформаторная подстанция для питания новых построек. С тех пор район постепенно расширялся, росло число возводимых домов, развивалась инфраструктура, и, естественно, система электроснабжения. Сейчас это перспективный, стремительно развивающийся район, в котором ведется строительство нового жилого комплекса ЖК «Тепличный», срок сдачи в эксплуатацию которого 2018-2025 года.

В шаговой доступности от района находятся Амурская областная больница, поликлиника, детский сад, школа, а также различные продуктовые и промышленные торговые точки. Согласно Генеральному плану города Благовещенска на 2025 год, Тепличный район и прилегающая к нему территория бывшего совхоза «Чигири» является наиболее привлекательной территорией в качестве направления развития города.

1.2 Климатическая характеристика

Выбор и проверка электротехнического оборудования в данной работе проводится с учетом климатической характеристики района, в котором оно будет эксплуатироваться.

Климат в Благовещенске умеренный муссонный. Лето жаркое, солнечное, на летние месяцы приходится наибольшее количество осадков. Весна короткая, зима холодная, малоснежная, сухая. Максимальная

температура летом наблюдается в июле месяце (иногда до +40 °С), ниже всего столбик термометра опускается в январе (в отдельные дни до – 45°С).

Основные климатические характеристики рассматриваемого района представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района проектирования

Климатические характеристики	Значение
Максимальная температура летом, °С	+40
Минимальная температура зимой, °С	–45
Средняя температура, °С	1,6
Район по ветру	3
Район по гололеду	4
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,0
Среднегодовая влажность воздуха, %	67
Глубина промерзания грунта, м	2-3 м
Сейсмичность района, (бал)	6
Число грозных часов в год	40-60

1.3 Характеристика существующей электрической сети

Характеристика существующей электрической сети приводится для оценки возможности подключения новых потребителей и решения вопроса о необходимости ее реконструкции.

Большую часть потребителей района составляют общественные здания и многоэтажные жилые дома с электрическими плитами, которые относятся к потребителям 2 категории надежности. Помимо этого в данном районе расположен Сельскохозяйственный производственный кооператив Тепличный, который включает в себя 2 крупные теплицы для выращивания растений и овощей.

Существующая система электроснабжения района Тепличный включает в себя сети напряжением 10/0,4 кВ.

По состоянию на 2018 год на территории рассматриваемого района эксплуатируется 8 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ: ТП-35м, ТП-41м, ТП-47м, ТП-52м, которые обеспечивают электроэнергией жилую застройку, ТП-32м, ТП «Гаражи», питающие гаражный комплекс, прилегающий к району, и ТП «Тепл.1», ТП «Тепл. 2», от которых запитаны объекты СХПК «Тепличный». Данные о мощности трансформаторных подстанций района представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Трансформаторные подстанции 10/0,4 района Тепличный

Наименование ТП	Число установленных трансформаторов	Номинальная мощность трансформаторов, кВА
ТП-41м	2	630
ТП-35м	2	630
ТП-52м	2	630
ТП-47м	2	1000
ТП Гаражи	1	400
ТП-32м	1	250
ТП Тепличного 1	2	630
ТП Тепличного 2	2	630

Схема построения распределительной сети 10 кВ – магистральная. Часть ТП по своему техническому состоянию не могут оставаться в эксплуатации на уровне расчетного срока и подлежат реконструкции. Опоры в сети 10 кВ – железобетонные. Общая протяженность линий 10 кВ, питающих рассматриваемый район – 2,5 км.

Разрабатывая план развития сетей района Тепличный, необходимо учитывать строительство в данном районе нового жилого комплекса, который будет включать в себя 15 девятиэтажных домов. Что потребует частичной реконструкции уже существующей сети 10 кВ, а также проектирования распределительной сети 0,4 кВ, которая будет питать новых потребителей.

Центром питания является понижающая подстанция «Чигири» 110/10 кВ, расположенная на окраине города, рядом с селом Чигири. Помимо Тепличного района и СХПК «Тепличный» подстанция обеспечивает электроэнергией Амурскую областную больницу, Перинатальный центр, поселок Плодопитомник и часть с. Чигири. ПС «Чигири» в свою очередь запитана отпайкой от ЛЭП 110 кВ «БТЭЦ – Благовещенская 1». Список основного оборудования на подстанции Чигири представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Основное оборудование ПС «Чигири» 110/10

№	Оборудование	Марка
1	2	3
1	Силовые трансформаторы	ТРДН-40000/110-80 У1
		ТРДН-25000/110-76 У1
2	Высокочастотные заградители	ВЗ-1250-0,5 УХЛ1
3	Разъединители	РНД(3)-110/1000У1
4	Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1
5	Трансформаторы тока	ТОГМ-110-IV-УХЛ1
6	Маломасляные выключатели	ВМТ-110Б Привод ППрК-1400
7	Ограничители перенапряжений	ОПН-А-110/80-10/650 (II) 3 УХЛ
8	Трансформаторы собственных нужд	1ТСН-ТМ-100/10
		2ТСН-ТМ-160/10
9	Дугогасящие реакторы	РЗДПОМ-190/10
10	Фильтр присоединения	ФМЗО-200/10
11	Ограничители перенапряжений 10 кВ	ОПН-10/12-10-(II) УХЛ1
		ОПНп-10/600/12 УХЛ1
12	Ячейки 10 кВ	К-59, К-49 (1-21)
13	Выключатели 10 кВ	ВВ/TEL-10-20/1000 У2
		ВВ/TEL-10-25/1600 У2 (яч.№5,10,16)
		ВВ/TEL-10-31,5/1600 У2 (яч.№34)
		ВВ/TEL-10-20/630 У2 (яч.№21)

Продолжение таблицы 3

1	2	3
14	Трансформаторы тока 10 кВ	ТОЛ-10
		ТЛМ-10
		ТПЛ-10с
15	Трансформаторы напряжения 10 кВ	НТМИ-10
		НАМИ-10-95
16	Предохранители 10 кВ	ПКТУ-10

2 ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок является необходимым этапом при проектировании и реконструкции электрических сетей, который позволит правильно выбрать схему электроснабжения и токоведущие элементы, такие как кабели и шины распределительных устройств, рассчитать мощность силовых трансформаторов, решить вопрос о необходимости компенсации реактивной мощности и др.

Расчет электрических нагрузок производится в 2 этапа, от низших к высшим ступеням системы электроснабжения:

- 1) определяются нагрузки на вводе к каждому потребителю;
- 2) рассчитываются нагрузки на шинах 0,4 кВ, 10 кВ трансформаторных подстанций и на шинах центра питания [1].

Для расчета электрических нагрузок могут применяться различные методы в зависимости от требуемой для дальнейшего расчета точности результатов [1]. В данной работе расчет нагрузки жилого района был произведен методом удельных нагрузок в соответствии с алгоритмом, указанным в РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей».

Большинство потребителей Тепличного района – жилые дома с количеством этажей 5-10, а также продовольственные и непродовольственные магазины, парикмахерские, аптеки, гаражи, административные здания. Помимо этого в данном районе расположен Сельскохозяйственный производственный кооператив Тепличный, который включает в себя 2 крупные теплицы для выращивания растений и овощей.

Так как жилые дома с электроплитами (за исключением одно-восьмиквартирных домов), а также все здания высотой 9 этажей и более относятся к электроприемникам II категории [4], можно сделать вывод, что большинство потребителей района (примерно 70 %) являются приемниками II категории надежности.

В качестве исходных данных для расчета нагрузок была составлена экспликация зданий и сооружений рассматриваемого объекта. Результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Экспликация зданий и сооружений

№ на плане	Наименование	Кол-во квартир (площадь, посещение, число учащихся)	Лифты	Кол-во этажей
1	2	3	4	5
1	Гостиница	100 мест	-	2
2	Автостоянка	80 мест	-	-
3	Жилой дом	112	1	10
	Частный детский сад	20		
	Земельный вопрос	35 м ²		
4	Гаражи	360 м ²	-	1
5	Жилой дом	112	1	10
6	Автостоянка	100 мест	-	1
7	Жилой дом	315	7	10
	Парикмахерская	4 раб. места		
	Цветочный салон	19 м ²		
	Пивная лавка	25 м ²		
	Магазин сантехники	50 м ²		
	Продуктовый магазин	33 м ²		
	Магазин детских товаров	70 м ²		
Супермаркет	85 м ²			
8	Жилой дом	18	-	3
9	Гаражи	525 м ²	-	1
10	Жилой дом	100	-	5
11	Жилой дом	88	1	9
	Магазин товаров для дома	40 м ²		
	Продуктовый магазин	40 м ²		
	Минимаркет	65 м ²		
12	Жилой дом	84	-	5
	Парикмахерская	3 раб. места		
	Аптека	20 м ²		
13	Жилой дом	60	-	5
14	Жилой дом	100	-	5
15	Жилой дом	20	-	5
16	Жилой дом	88	2	9
	Продуктовый магазин	18 м ²		
17	Жилой дом	144	4	9

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
18	Жилой дом	60	1	10
19	Жилой дом	108	3	9
20	Ателье	350	-	3
	Магазин	40		
	Непродовольственный магазин	75 м ²		
21	Жилой дом	40	1	9
22	Гаражи	224 м ²	-	1
23	Жилой дом	81	-	5
24	Жилой дом	110	-	5
25	Жилой дом	36	-	5
26	Жилой дом	90	3	9
27	Жилой дом	100	1	10
28	Жилой дом	100	-	5
29	Жилой дом	36	-	5
	Аптека	20 м ²		
	Супермаркет	150 м ²		
30	Жилой дом	48	-	5
	Продуктовый магазин	40 м ²		
31	Жилой дом	90	3	10
32-63	Гаражи		-	1
64	Жилой дом	210	4	9
65	Жилой дом	210	4	9
66	Жилой дом	63	1	9
67	Жилой дом	63	1	9
68	Жилой дом	63	1	9
69	Жилой дом	63	1	9
70	Жилой дом	63	1	9
71	Жилой дом	63	1	9
72	Жилой дом	63	1	9
73	Жилой дом	63	1	9
74	Жилой дом	63	1	9
75	Жилой дом	63	1	9
76	Жилой дом	63	1	9
77	Жилой дом	63	1	9
78	Жилой дом	63	1	9
79	Жилой дом	63	1	9
80	Жилой дом	63	1	9

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

Расход электроэнергии в жилых домах определяется освещением квартир, использованием бытовых электроприборов и современной цифровой техники, а также наличием в многоэтажных зданиях двигателей санитарно-технических устройств и лифтов.

Таким образом, расчетная электрическая нагрузка жилого здания определяется как сумма расчетной мощности квартир и мощности силовых электроприемников, умноженной на коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (1)$$

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле [3]:

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n, \quad (2)$$

где $p_{кв.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв.

Удельная электрическая нагрузка квартир зависит от числа квартир и выбирается в зависимости от вида установленных плит (на природном газе, сжиженном газе, твердом топливе или электрические плиты мощностью до 10,5 кВт) [3].

n – количество квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников:

$$P_c = P_{p.л} + P_{стп}, \quad (3)$$

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

$P_{стп}$ – мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, установленных в доме, кВт .

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (4)$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов определяется в зависимости от количества лифтов [3];

P_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. Примем условно равной 8 кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{cmy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi}, \quad (5)$$

где P_{CTVi} - мощность электродвигателей СТУ приходящаяся на один подъезд, 5 кВт;

n - количество подъездов.

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя [3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Коммунально-бытовыми потребителями считаются жилые дома со встроенными в них общественными зданиями и сооружениями. Нагрузка жилого здания со встроенными в него предприятиями определяется по формуле:

$$P_{общ.зд} = P_{ж.кв} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_i, \quad (6)$$

где $P_{ж.кв.}$ - максимальная расчетная нагрузка квартир (или общественного помещения), кВт;

P_i - нагрузка остальных общественных помещений, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Нагрузка общественных зданий определяется по удельным расчетным электрическим нагрузкам.

Рассмотрим расчет здания №3:

В данном доме расположено 112 квартир. Так как удельная нагрузка для данного количества квартир не указана в РД, рассчитаем ее по формуле:

$$P_{y\partial X} = P_{y\partial Y} - \frac{P_{y\partial Y} - P_{y\partial Z}}{Z - Y} \cdot (X - Y) \quad (7)$$

где $P_{y\partial Y}$ и $P_{y\partial Z}$ - ближайšie известные значения удельной нагрузки квартир.

$$P_{y\partial 112} = P_{y\partial 100} - \frac{P_{y\partial 100} - P_{y\partial 200}}{200 - 100} \cdot (112 - 100)$$

$$P_{y\partial 112} = 1,95 - \frac{1,95 - 1,83}{200 - 100} \cdot (112 - 100) = 1,93 \text{ кВт/квартира}$$

$$P_{кв} = 1,93 \cdot 112 = 216,16 \text{ кВт}$$

$$P_{сту} = 1 \cdot 2 \cdot 5 = 10 \text{ кВт}$$

$$P_{р.л} = 0,8 \cdot 2 \cdot 8 = 12,8 \text{ кВт}$$

$$P_{дет.сад} = P_{y\partial.дет.сад} \cdot n \quad (8)$$

$$P_{y\partial.дет.сад} = 0,46 \text{ кВт/место}$$

$$P_{дет.сад} = 0,46 \cdot 20 = 9,2 \text{ кВт}$$

$$P_{офис} = P_{y\partial.офис} \cdot n \quad (9)$$

$$P_{y\partial.офис} = 0,054 \text{ кВт/м}^2$$

$$P_{офис} = 0,054 \cdot 40 = 2,16 \text{ кВт}$$

$$P_{общ.зд} = 216,16 + 0,9 \cdot (10 + 12,8) + 0,4 \cdot 9,2 + 0,6 \cdot 2,3 = 241,74 \text{ кВт}$$

$$Q_{общ.зд} = 43,23 + 0,9 \cdot (7,5 + 14,92) + 0,4 \cdot 2,3 + 0,6 \cdot 1,23 = 65,07 \text{ квар}$$

$$S_{\text{общ.зд}} = \sqrt{(P_{\text{общ.зд}}^2 + Q_{\text{общ.зд}}^2)} \quad (10)$$

$$S_{\text{общ.зд}} = \sqrt{(241,74^2 + 65,07^2)} = 250,34 \text{ кВА}$$

Результаты расчетов остальных зданий сведены в таблицу и представлены в Приложении А.

Гаражный комплекс (32-63 на плане), расположенный рядом с жилым районом питается от двух трансформаторных подстанций мощностью 400 кВА и 250 кВА. Так же на территории района расположен крупный сельскохозяйственный производственный комбинат «Тепличный», который получает электроэнергию от собственных ТП, питающихся по отдельным фидерами. Так как система электроснабжения данных потребителей не требует реконструкции, то дальнейший расчет сети 0,4 кВ и 10 кВ для этих потребителей производиться не будет.

2.3 Расчет нагрузки освещения

При расчете нагрузок жилого района помимо прочего следует учитывать освещение дорог и внутриквартальных территорий.

Расчетная нагрузка уличного освещения определяется так же по удельной нагрузке:

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{уд.осв}} \cdot L \quad (11)$$

где $P_{\text{уд.осв}}$ - удельная мощность освещения, кВт/км

L - длина улицы, км.

Удельная мощность освещения выбирается по таблице, приведенной в Электротехническом справочнике, т. 3. в зависимости от значения улиц в системе города (таблица 5).

Таблица 5– Удельная мощность освещения [1]

№	Наименование	Удельная мощность освещения, кВт/км
1	2	3
1	Магистральные улицы общегородского значения, площади города	80-100
2	Магистральные улицы районного значения, площади перед крупными общественными зданиями	30-50
3	Улицы местного значения	7-10
4	Внутренние проезды, аллеи на территориях микрорайонов	3,5
5	Внутриквартальные территории	1,2

Расчет нагрузки освещения сведен в таблицу 6.

Таблица 6 – результаты расчета для уличного освещения

№	Название улицы	L, км	$P_{уд.осв}$ кВт/км	$P_{осв}$, кВт	tg	$Q_{осв}$, квар	$S_{осв}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Воронкова	0,55	7	3,85	0,62	2,39	4,53
2	Тепличная	0,5	3,5	1,75	0,62	1,09	2,06
3	1-я Тепличная	0,62	3,5	2,17	0,62	1,35	2,56
4	Внутриквартальная территория, га	25	1,2	30	0,62	18,6	39,3
5	Итого			37,77		23,43	48,45

На данный момент на территории района освещение обеспечивается ртутными газоразрядными лампами типа ДРЛ125. Но согласно утвержденным правительством требованиям по энергоэффективности к 2020

году дуговые ртутные лампы будут сняты с производства, поэтому целесообразнее установить для уличного освещения фонари со светодиодными лампами. Они обладают большим сроком службы, меньшим коэффициентом пульсации, а также состоят из полупроводниковых материалов, безвредных для окружающей среды. Коэффициент мощности светодиодных ламп $\cos\varphi = 0,85$.

3 ВЫБОР СХЕМЫ И ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 0,4 КВ

3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Распределительная сеть 0,4 кВ включает в себя линии от трансформаторных подстанций 10/0,4 до вводно-распределительного устройства потребителей. Как правило, на территории города сети 0,4 кВ выполняют кабельными, проложенными в земле.

Существует несколько вариантов схем сети 0,4 кВ: радиальная, магистральная, петлевая, каждая из них обладает своими достоинствами и недостатками. Например, магистральная схема более дешевая, но при этом обладает меньшей надежностью. Радиальную схему питания, если потребитель питается только по одной линии, разрешается применять для потребителей III категории, к которым не применяются строгих требований по обеспечению надежности.

Для потребителей II категории рекомендуется в сети 0,4 кВ обеспечивать возможность резервирования. Что значит, потребители могут питаться по двойной магистральной или петлевой схеме, но от двух источников питания (или от двух секций шин распределительного пункта). Если используется радиальная схема, необходимо к каждому потребителю прокладывать 2 кабеля, чтобы в случае повреждения одного, другой мог временно взять на себя нагрузку потребителя. Так как основными потребителями жилого района являются многоквартирные дома, для обеспечения надежности к каждому дому было проведено 2 и более силовых кабеля с возможностью их резервирования на ВРУ дома.

Кабели соединяются с общим ВРУ здания, а уже затем от него питаются ВРУ отдельных потребителей. Для многосекционных домов, нагрузка которых очень велика, предусматривается установка нескольких ВРУ, каждое из которых питается от ТП 10/0,4 двумя кабельными линиями.

3.2 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Для выбора сечений и марки кабельных линий, питающих потребителей, необходимо рассчитать их нагрузки.

Если по одной линии питаются бытовые потребители и общественные здания, то расчетная электрическая нагрузка такой линии определяется по формуле:

$$P_{p.l.} = P_{зд.макс} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зdi} \quad (12)$$

где $P_{зд.макс}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по данной линии или суммарная нагрузка бытовых потребителей с одинаковым типом кухонных плит, кВт;

$P_{зdi}$ - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме нагрузки [4, табл. 2.3.1].

Реактивная и полная мощности, протекающие по линии, рассчитываются по аналогичной формуле.

Приведем пример расчета для линии ТП-35м-23-22, питающей жилой дом №23 и гаражный комплекс № 22.

$$P_{p.l.ТП35-22-23} = 210,36 + 0,9 \cdot 28,13$$

$$P_{p.l.ТП35-22-23} = 235,677 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.l.ТП35-22-23} = 51,97 + 0,9 \cdot 7,03$$

$$Q_{p.l.ТП35-22-23} = 58,297 \text{ кВт}$$

Расчет нагрузок остальных линий, выполненный в приложении Mathcad 15, приведен в Приложении Б, результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 - Расчетные электрические нагрузки линий 0,4 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП41М-2	50	28,5
ТП41М-10	213	52,5
ТП41М-12	213,18	51,77
ТП41М-13	180,15	42,71
ТП41М-14	213	52,5
ТП41М-15	98,5	22,18
ТП35М-25	144,15	35,5
ТП35М-24	221,67	51,01
ТП35М-20	90,15	35,35
ТП35М-23-22	235,68	58,29
ТП35М-21	143,7	38,2
ТП35М-29	176,07	58,94
ТП35М-30	170,1	45,74
ТП35М-31	237,83	81,91
ТП52М-26	224,06	68,26
ТП52М-18	179,7	45,4
ТП52М-16	214,12	58,95
ТП52М-17.1	154,53	44,89
ТП52М-17.2	154,53	44,89
ТП52М-19	221,79	67,79
ТП47М-11-9	249,74	72,04
ТП47М-7.1	162,1	45,68
ТП47М-7.2	162,1	45,68
ТП47М-7.3	162,1	45,68
ТП47М-7.4	162,1	45,68
ТП47М-8	88,2	17,64

1	2	3
ТП47М-5-6	263,68	86,95
ТП47М-4-1	34,6	15,46
ТП47М-3	241,74	65,07
ТП1-27	206,7	50,8
ТП1-64.1	208,85	55,75
ТП1-64.2	208,85	55,75
ТП1-65.1	208,85	55,75
ТП1-65.2	208,85	55,75
ТП2-66	193,14	54,73
ТП2-69	193,14	54,73
ТП2-67	193,14	54,73
ТП2-68	193,14	54,73
ТП3-71	193,14	54,73
ТП3-70	193,14	54,73
ТП3-74	193,14	54,73
ТП4-76	193,14	54,73
ТП4-79	193,14	54,73
ТП4-80	193,14	54,73
ТП4-77	193,14	54,73
ТП5-75	193,14	54,73
ТП5-78	193,14	54,73
ТП5-72	193,14	54,73
ТП5-73	193,14	54,73

3.3 Выбор и проверка сечений кабелей 0,4 кВ

Сечение кабеля выбирается в зависимости от величины протекающего по нему тока в нормальном и послеаварийном режимах, а

проверяется по нагреву допустимым длительным током и допустимой потере напряжения.

Для прокладки в распределительной сети 0,38 кВ применим четырехжильные кабели марки АПвБШп – силовой бронированный с алюминиевыми жилами, в изоляции и оболочке из сшитого полиэтилена.

Для выбора сечения кабеля первым делом необходимо рассчитать наибольший ток, протекающий в линии в нормальном режиме:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n} \quad (13)$$

где $P_{P.L.}$ и $Q_{P.L.}$ – соответственно активная (кВт) и реактивная (квар) нагрузка кабеля;

U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

n – число кабелей

По полученному значению предварительно выбирается сечение кабеля.

Далее рассчитывается ток в послеаварийном режиме (в данном случае, при повреждении одного из параллельно работающих кабелей):

$$I_{P.L.n/a} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot (n-1)} \quad (14)$$

Кабели должны выдерживать послеаварийный ток, поэтому он не должен превышать значение допустимого длительного тока для данного вида кабелей с учетом поправочных коэффициентов:

$$I_{P.L.n/a} \leq k_n \cdot k_t \cdot k_{перезр.} \cdot I_{дл.доп.} \quad (15)$$

где $I_{дл.доп.}$ - допустимый длительный ток для данного вида кабелей [5, табл.1.3.7];

k_n – поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно работающих кабелей [5, табл. 1.3.26];

k_t – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха [5, табл. 1.3.3];

$k_{перезр.}$ – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10% [5];

Примечание: допустимые длительные токи для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут выбираться по таблице 1.3.7 ПУЭ как для трехжильных, но с коэффициентом $k_4 = 0,92$.

Пример расчета для линии ТП41м – 10:

$$I_{P.L.норм41-10} = \frac{\sqrt{213^2 + 52,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 2} = 166,66 \text{ А}$$

$$I_{P.L.n/a41-10} = \frac{\sqrt{213^2 + 52,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 1} = 333,32 \text{ А}$$

Выбираем кабель сечением 150 мм² с длительным допустимым током 335 А:

$$I_{P.L.n/a41-10} \leq 0,9 \cdot 1,12 \cdot 1,1 \cdot 335 \cdot 0,92$$

$$333,32 \leq 350,87$$

Выбранный кабель должен быть проверен по допустимым потерям напряжения, которые в сетях 0,4 кВ не должны превышать 5%:

Потери напряжения определяются по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{(P_{P.L.} \cdot r_0 + Q_{P.L.} \cdot x_0) \cdot l}{U_{ном}} \quad (16)$$

где r_0 и x_0 - соответственно активно и реактивное сопротивление на единицу длины, Ом/км;

l - длина линии, км.

$$\delta U = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (17)$$

$$\Delta U = \frac{(213 \cdot 0,23 + 52,5 \cdot 0,06)}{0,38} \cdot 0,072 = 9,88 \text{ В}$$

$$\delta U = \frac{9,88}{380} \cdot 100\% = 2,6\%$$

Потери напряжения в кабеле не превышают допустимые 5 %. Расчет сечений остальных кабельных линий выполнен в программе Mathcad 15 (Приложение Б). Результаты представлены ниже в таблице 8.

Таблица 8 – Марки и сечения кабелей

Линия	$I_{\text{норм}}, \text{A}$	$I_{\text{п/а}}, \text{A}$	$I_{\text{дл.доп}}, \text{A}$	Сечение $F, \text{мм}^2$	Марка	$\Delta U \%$,
1	2	3	4	5	6	7
ТП41М-2	43,72	87,44	94,27	16	АПвБШп	4,3
ТП41М-10	166,67	333,32	350,89	150	АПвБШп	2,6
ТП41М-12	166,67	333,32	350,89	150	АПвБШп	3,6
ТП41М-13	140,65	281,31	308,99	120	АПвБШп	1,9
ТП41М-14	166,66	333,32	350,89	150	АПвБШп	0,8
ТП41М-15	76,7	153,41	183,3	50	АПвБШп	1,2
ТП35М-25	112,78	225,56	267,09	95	АПвБШп	0,42
ТП35М-24	172,8	345,6	403,26	185	АПвБШп	3,7
ТП35М-20	79,97	159,94	183,3	50	АПвБШп	4,1
ТП35М-23-22	184,45	368,88	403,26	185	АПвБШп	3,9
ТП35М-21	112,9	225,92	267,09	95	АПвБШп	4,9
ТП35М-29	141,06	282,11	308,99	120	АПвБШп	3,4
ТП35М-30	133,8	365,5	403,26	185	АПвБШп	2,8
ТП35М-31	95,55	191,1	350,89	150	АПвБШп	4,8
ТП52М-26	177,94	355,88	403,26	185	АПвБШп	0,4
ТП52М-18	140,81	281,61	308,99	120	АПвБШп	1,9
ТП52М-16	168,72	337,44	350,89	150	АПвБШп	4,5
ТП52М-17.1	122,25	244,49	267,09	95	АПвБШп	1,9
ТП52М-17.2	122,25	244,49	267,09	95	АПвБШп	1,9
ТП52М-19	238,28	352,37	403,26	185	АПвБШп	2,4
ТП47М-11-9	197,46	394,92	403,26	185	АПвБШп	4,9
ТП47М-7.1	127,94	255,88	267,09	95	АПвБШп	2,4

1	2	3	4	5	6	7
ТП47М-7.2	127,94	255,88	267,09	95	АПвБШп	2,4
ТП47М-7.3	127,94	255,88	267,09	95	АПвБШп	2,4
ТП47М-7.4	127,94	255,88	267,09	95	АПвБШп	2,4
ТП47М-8	68,33	136,66	219,96	70	АПвБШп	4,2
ТП47М-5-6	196,55	393,11	403,26	185	АПвБШп	3,5
ТП47М-4-1	28,79	57,58	146,64	35	АПвБШп	3,2
ТП47М-3	190,19	380,37	403,26	185	АПвБШп	2,9
ТП1-27	161,7	323,4	350,89	150	АПвБШп	0,9
ТП1-64.1	164,21	328,44	350,89	150	АПвБШп	3,2
ТП1-64.2	164,21	328,44	350,89	150	АПвБШп	3,2
ТП1-65.1	164,21	328,44	350,89	150	АПвБШп	2,8
ТП1-65.2	164,21	328,44	350,89	150	АПвБШп	2,8
ТП2-66	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	0,69
ТП2-69	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	3,1
ТП2-67	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	1,75
ТП2-68	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	3,57
ТП3-71	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	0,7
ТП3-70	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	3,1
ТП3-74	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	1,12
ТП4-76	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	2,8
ТП4-79	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	0,63
ТП4-80	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	1,19
ТП4-77	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	2,8
ТП5-75	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	0,6
ТП5-78	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	2,5
ТП5-72	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	0,8
ТП5-73	152,5	328,4	350,89	150	АПвБШп	1,02

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 10/0,4 кВ

Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, питающих жилой район, является важным пунктом при проектировании и реконструкции систем электроснабжения. Ошибки в расчетах могут привести к большим потерям электроэнергии, повлияют на надежность системы и ухудшат технико-экономические показатели.

ТП могут быть однострансформаторными или двухтрансформаторными, в зависимости от требований обеспечения надежности. Однострансформаторные подстанции устанавливаются для питания потребителей III категории, когда нет необходимости в быстром восстановлении электроснабжения (согласно ПУЭ, для электроприемников III категории перерыв в электроснабжении не должен превышать 1 суток [5]). Двухтрансформаторные подстанции устанавливают для питания потребителей I и II.

Чаще всего на территории городов устанавливают ТП с номинальной мощностью трансформаторов 400 или 630 кВт. Реже можно встретить ТП с мощностью трансформаторов 1000 кВт, установка которых требует обоснований.

На данный момент на территории района Тепличный расположено 8 трансформаторных подстанций номинальной мощностью 400, 630 и 1000 кВт, данные о которых представлены в таблице 2.

В этой главе был проведен уточняющий расчет мощности существующих трансформаторов, рассчитаны коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах, а также решен вопрос о целесообразности их замены. Помимо этого было выбрано число и мощность ТП для нового жилого комплекса.

4.1 Расчет числа и мощности ТП для ЖК «Тепличный»

Одной из задач данной работы является разработка системы электроснабжения нового жилого комплекса, который строится в

рассматриваемом районе и будет полностью введен в эксплуатацию к 2025 году.

ЖК «Тепличный» будет включать в себя 15 новых девятиэтажных домов типовой постройки (здания № 66-74 на плане).

Рассчитаем полную электрическую нагрузку жилого комплекса.

$$P_{ЖК} = 193,14 \cdot 15 = 2897,1 \text{ кВт}$$

$$Q_{ЖК} = 54,73 \cdot 15 = 820,95 \text{ квар}$$

$$S_{ЖК} = \sqrt{(2897,1^2 + 820,95^2)} = 3011,17 \text{ кВА}$$

Таким образом, полная электрическая нагрузка жилых домов составит больше 3 МВА и это без учета освещения улиц и доли общественных зданий. Учитывая последнее, увеличим нагрузку района на 20 % для возможности подключения новых потребителей:

$$P_{ЖКн} = 2897,1 \cdot 1,2 = 3476,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{ЖКн} = 820,95 \cdot 1,2 = 985,14 \text{ квар}$$

$$S_{ЖКн} = 3011,17 \cdot 1,2 = 3613,4 \text{ кВА}$$

Полная прогнозируемая нагрузка строящегося жилого комплекса составит 3,6 МВА. Учитывая, что большинство потребителей района относятся ко 2 категории надежности, целесообразно устанавливать двухтрансформаторные подстанции для возможности резервирования. Наибольшее распространение в городских сетях получили ТП номинальной мощностью трансформаторов 400, 630 кВА. Рассчитаем требуемое число КТП:

$$N_m = \frac{S_p}{k_3 \cdot S_m \cdot n}, \quad (18)$$

где S_p - расчётная нагрузка жилого комплекса, кВА;

S_m - номинальная мощность устанавливаемых трансформаторов, кВА;

k_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, принимаемый для потребителей 2 категории - 0,8;

n - число трансформаторов на ТП.

$$N_m = \frac{3613}{0,8 \cdot 630 \cdot 2} = 3,6$$

Округлив N_m до большего значения, выбрали для установки 4 КТП номинальной мощностью трансформаторов 2×630 кВА, но после расчета коэффициентов загрузки, было представлено 2 возможных варианта схемы:

1 вариант: установить 3 КТП (2×630) и 1 КТП (2×400), чтобы трансформаторы не оказались недогруженными.

2 вариант: установить 2 КТП (2×630) и 1 КТП (2×1000).

Для дальнейших расчетов необходимо выбрать 1 схему методом технико-экономического сравнения вариантов.

4.2 Технико-экономическое сравнение двух вариантов сети

Трансформаторные подстанции являются одним из самых дорогостоящих элементов системы электроснабжения, именно поэтому выбор оптимального числа и мощности трансформаторов стоит производить в результате технико-экономического сравнения.

Технико-экономическое сравнение заключается в расчете минимума приведенных затрат. Приведенные затраты – это показатель который характеризует экономическую эффективность вложенных в строительство средств. Приведенные затраты будут включать в себя:

1. капиталовложения в покупку самих трансформаторов и в стоимость строительных работ;
2. издержки на амортизационные отчисления, на ремонт, обслуживание и на передачу электроэнергии.

Капиталовложения – это денежные средства, затрачиваемые на строительство новых объектов. Для наших вариантов сети найдем капиталовложения по формуле:

$$K_{\Sigma TP} = K_{TP} + K_{CMP} + K_{IP} , \quad (19)$$

где $K_{ТР}$ - это стоимость трансформаторов;

$K_{СМР}$ - капиталовложения в строительные работы (50%);

$K_{ИР}$ - прочие затраты, которые составляют 5% от общих капиталовложений.

Затраты на строительные расходы обычно включают в себя оплату труда рабочим, стоимость транспортировки всех необходимых элементов, затраты на монтаж оборудования и на подготовку местности к установке и д.р.

Средняя стоимость комплектных трансформаторных подстанций представлена в таблице 9:

Таблица 9 – Средняя стоимость КТП 10/0,4

2 КТП-10000 10/0,4	2 КТП-630 10/0,4	2 КТП-400 10/0,4
760000 руб	438000 руб	328000 руб

Рассчитаем капиталовложения для двух вариантов сети:

$$K_{ТР1} = 3 \cdot 438000 + 1 \cdot 388000 = 1702000 \text{ руб};$$

$$K_{ТР2} = 2 \cdot 438000 + 1 \cdot 768000 = 1644000 \text{ руб};$$

$$K_{\Sigma ТР1} = 1702000 + 0,5 \cdot 1702000 + 0,05 \cdot 1702000 = 2638100 \text{ руб};$$

$$K_{\Sigma ТР2} = 1644000 + 0,5 \cdot 1644000 + 0,05 \cdot 1644000 = 2548200 \text{ руб}.$$

Издержки – это затраты, обусловленные расходом разных видов экономических ресурсов в процессе производства и обращения продукции.

Издержки представляют собой затраты на ремонт и техническое обслуживание проектируемых объектов.

Амортизационные издержки – это часть стоимости основных фондов, которые переводятся ежегодно для возмещения их износа:

$$I_{ам} = K_{\Sigma ТР} \cdot \alpha_{ам} \tag{20}$$

где $K_{\Sigma ТР}$ - это суммарные капитальные вложения, руб;

$\alpha_{ам}$ - нормы амортизационных отчислений (о.е.), которые определяются по формуле, если известен срок службы оборудования:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (21)$$

Издержки на ремонт и техническое обслуживание можно рассчитать:

$$I_{экс} = K_{\Sigma ТР} \cdot \alpha_{экс} \quad (22)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание трансформаторов, о.е.;

Рассчитаем издержки для двух вариантов сети:

$$I_{ам1} = \frac{2638100}{20} = 131905 \text{ руб}$$

$$I_{ам2} = \frac{2548200}{20} = 127410 \text{ руб}$$

$$I_{экс1} = 2638100 \cdot 0,037 = 976097 \text{ руб}$$

$$I_{экс2} = 2548200 \cdot 0,037 = 942834 \text{ руб}$$

Еще один вид издержек – затраты на потерю электроэнергии, которые состоят из величины потерь и их стоимости.

Потери электроэнергии в трансформаторах можно определить по формуле:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}{U_H^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{Г}, \quad (23)$$

где $T_{Г}$ - количество часов в году (8760 ч);

$P_{ТП}$ и $Q_{ТП}$ - активная и реактивная нагрузка, подключенная к трансформаторной подстанции;

$R_{ТР}$ - активное сопротивление трансформатора.

Рассчитаем потери для трансформатора мощностью 630 кВт:

$$\Delta W_{ТР} = \left(\frac{1024^2 + 273,8^2}{10^2} \cdot 3,1 \right) \cdot 8760 = 315,26 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год}$$

Расчет потерь для остальных трансформаторов выполнен в программе Mathcad 15 (Приложение Б), расчеты сведены в таблицу 10.

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах рассчитывается:

$$I_{\Delta W-1} = \Delta W_{TP-1} \cdot C_{\Delta W} \quad (24)$$

где $C_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии, руб (1,6 руб/кВт*ч)

$$I_{\Delta W-1} = 1015000 \cdot 1,6 = 1624000 \text{ руб}$$

$$I_{\Delta W-2} = 1056000 \cdot 1,6 = 1689600 \text{ руб}$$

Таблица 10 – Издержки на потерю электроэнергии в трансформаторах

	ΔW_{TP} , МВт*ч	$I_{\Delta W-1}$, руб
1 вариант	1015	1624000
2 вариант	1056	1689600

Рассчитаем суммарные издержки:

$$I = I_{ам} + I_{экс} + I_{\Delta W} \quad (25)$$

$$I_1 = 131905 + 976097 + 1624000 = 2732002 \text{ руб}$$

$$I_2 = 127410 + 942834 + 1689600 = 2759844 \text{ руб}$$

Определим приведенные затраты на сооружение 1 и 2 варианта сети по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (26)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,1$);

$$Z_1 = 0,1 \cdot 2638100 + 2732002 = 2995812 \text{ руб}$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 2548200 + 2759844 = 3014664 \text{ руб}$$

Посчитаем разницу:

$$\delta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100 \%, \quad (27)$$

$$\delta = \frac{3014664 - 2995812}{3014664} \cdot 100 \% = 0,62\%$$

Так как разница между затратами составляет меньше 5% можно считать эти варианты равноценными и сделать выбор основываясь на технических основаниях.

Так как установка в городской сети трансформатора 1000 кВА явление редкое и в большинстве случаев требует обоснований, примем для дальнейшего расчета 1 вариант. К тому же установка двух ТП меньшей мощностью позволит сократить число линий 0,4 кВ питающих потребителей, что тоже скажется на затратах.

4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Для принятия решения о целесообразности реконструкции существующей системы электроснабжения необходимо провести уточняющий расчет мощности трансформаторных подстанций, который поможет определить, соответствует ли число и мощность установленных в районе трансформаторных подстанций реальному электропотреблению.

Для расчета мощности трансформаторов необходимо в первую очередь посчитать нагрузку на шинах 0,4 кВ, которая определяется суммированием нагрузок всех отходящих линий.

Ниже приведем пример расчета для ТП-41м, на которой установлены 2 трансформатора ТМ 630/10. Данная ТП питает здания № 2, 10, 12, 13, 14, 15 (рисунок 1).

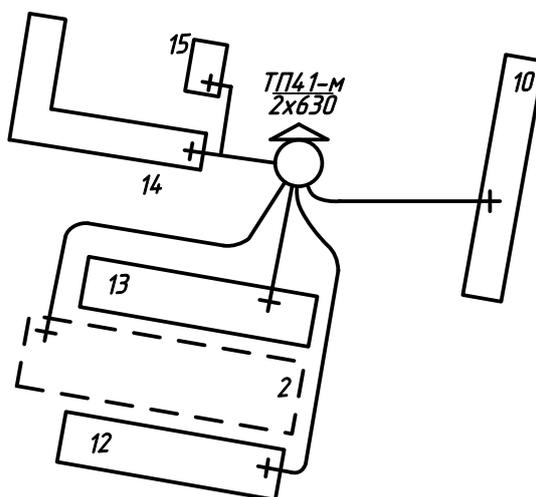


Рисунок 1 – Схема распределительной сети 0,4 кВ для ТП41-м

$$P_{p.ТП41} = P_{p.л.ТП41-2} + P_{p.л.ТП41-10} + P_{p.л.ТП41-12} + P_{p.л.ТП41-13} + P_{p.л.ТП41-14-15} \quad (28)$$

$$P_{p.ТП41} = 50 + 213 + 213,18 + 180,15 + 311,5 = 967,83 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.ТП41} = 28,5 + 52,5 + 51,77 + 42,71 + 74,68 = 250,16 \text{ квар}$$

Полная расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП41-м:

$$S_{p.ТП41} = \sqrt{(P_{ТП41})^2 + (Q_{ТП41})^2} \quad (29)$$

Результаты расчета остальных ТП представлены в таблице 11.

4.4 Уточняющий расчет мощности существующих ТП

Расчетная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{P.Tp} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (30)$$

где $P_{P.ТП}$ и $Q_{P.ТП}$ - активная и реактивная мощности на шинах 0,4 кВ ТП;

N_T - число трансформаторов;

K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

Номинальная мощность трансформатора выбирается по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (31)$$

где $S_{T_{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

После того, как выбрали мощность трансформатора, надо проверить, чтобы коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режимах не превышал допустимые нормы. Для потребителей II категории K_3 трансформаторов не должен превышать 0,8 в нормальном режиме.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_{3.n} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T} \quad (32)$$

и в послеаварийном:

$$K_{3.n/a} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot (N_T - 1)} \quad (33)$$

Пример расчета для ТП-41м:

Расчетная мощность трансформаторов:

$$S_{P.TP} = \frac{\sqrt{(967,83)^2 + (250,16)^2}}{0,8 \cdot 2} = 624,77 \text{ кВА}$$

Рассчитаем коэффициент загрузки трансформаторной ПС в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{(967,83)^2 + (250,16)^2}}{2 \cdot 630} = 0,79$$

$$K_{з.н/а} = \frac{\sqrt{(967,83)^2 + (250,16)^2}}{630} = 1,58$$

Так как данная ТП питает потребителей 2 категории, то его коэффициент загрузки в нормальном режиме не должен превышать 0,8. При расчетах мы получили коэффициент загрузки 0,79, значит данные трансформаторы загружены оптимально и не требуют замены.

Расчет для остальных ТП выполнен в программе Mathcad 15 (Приложение Б), результаты сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{тр.р.} , кВА	K _{з.н}	K _{н/а}	Марка трансформатора
ТП-41м	967,83	250,16	624,77	0,75	1,49	ТМГ-630/10
ТП-35м	1428	404,95	927,9	0,74	1,48	ТМГ-1000/10
ТП-52м	1366	548,67	608,23	0,77	1,55	ТМГ-630/10
ТП-47м	1526	439,9	980,79	0,79	1,57	ТМГ-1000/10
ТП1	1042	273,8	673,42	0,71	1,42	ТМГ-630/10
ТП2	772,56	218,92	501,86	0,64	1,28	ТМГ-630/10
ТП3	579,42	164,19	376,4	0,75	1,51	ТМГ-400/10
ТП4	772,56	218,92	501,86	0,64	1,28	ТМГ-630/10
ТП5	772,56	218,92	501,86	0,64	1,28	ТМГ-630/10

В результате расчета было выявлено, что трансформаторная подстанция ТП-35м перегружена. Мощности трансформаторов 630 кВА не

хватает для надежного электроснабжения потребителей. Следовательно, принято решение заменить существующие трансформаторы на более мощные 1000 кВА.

4.5 Определение места расположения трансформаторных подстанций, их схемы и конструкции

Экономически целесообразно устанавливать ТП в центре электрических нагрузок, но так чтобы не происходило обратного потока энергии к источнику. Расстояние от ТП до жилых домов должно быть не менее 10 м. Так же трансформаторные подстанции не должны располагаться на детских площадках, в зонах отдыха и спорта. Координаты расположения КТП для расчета ЦЭН (рисунок 2) сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет ЦЭН потребителей ТП-5

Параметр	№ 72	№ 73	№ 75	№ 78
S_i , кВА	200,7	200,7	200,7	200,7
x_i , км	0,028	0,069	0,087	0,144
y_i , км	0,083	0,125	0,052	0,022

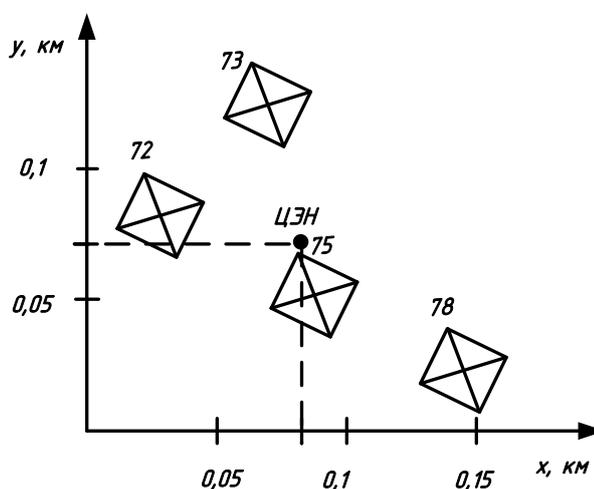


Рисунок 2 - Расчет ЦЭН потребителей ТП-5

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{200,7 \cdot (0,028 + 0,069 + 0,087 + 0,144)}{200,7 \cdot 4} = 0,082 \text{ км}$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{200,7 \cdot (0,083 + 0,125 + 0,052 + 0,022)}{200,7 \cdot 4} = 0,071 \text{ км}$$

Мы получили точку центра электрических нагрузок с координатами (0,082 ; 0,071), где целесообразно установить ТП-5. Если установка ТП в рассчитанном ЦЭН невозможна, следует установить ее как можно ближе к данной точке вдоль линии соединяющей центр питания и потребителей .

Трансформаторные подстанции могут быть сборными или комплектными. Последние изготавливают и комплектуют на заводе, а затем блоками доставляются на место установки. Они удобны при монтаже и обслуживании. КТП изготавливают номинальной мощностью трансформаторов от 25 до 2500 кВА.

Для установки примем КТПН (комплектные трансформаторные подстанции наружной установки). Они предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока 10/0,4 кВ. КТПН устанавливают на ровном фундаменте, закрепляют с помощью болтов или приварки к деталям.

КТПН включает в себя устройство высшего напряжения, силовые трансформаторы, распределительные устройства низшего напряжения и блок обслуживания. Внешний вид КТПН показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Внешний вид комплектной трансформаторной подстанции

5 ВЫБОР СХЕМЫ И ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 КВ

Распределительная сеть 10 кВ – это линии от центра питания до трансформаторных подстанций. Центром питания может являться районная понизительная подстанция или распределительный пункт.

На сегодняшний день распределительная сеть 10 кВ района Тепличный выполнена по магистральной схеме. В связи с необходимостью подключения новых потребителей к 2025 году необходимо провести реконструкцию сети 10 кВ.

Планируется установка нового распределительного пункта, к которому будут подключены трансформаторные подстанции района.

Распределительным пунктом (РП) называется РУ, предназначенное для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации, не входящее в состав подстанции [5].

Целесообразность сооружения РП можно объяснить, во-первых, отсутствием возможности подключения к питающей подстанции новых линий, а также общей суммарной нагрузкой района более 7 МВт.

Место расположения РП определяется также как и для ТП: как можно ближе к центру нагрузок района, вдоль питающей линии, но при этом на расстоянии не менее 10 м от жилых домов, детских площадок, мест отдыха и спорта.

Существует достаточно много схем построения распределительной сети 10 кВ: радиальные, магистральные, петлевые, двухлучевые автоматизированные. Использование той или иной схемы определяется, в первую очередь, необходимостью обеспечения требуемого уровня надежности, а так же расположением трансформаторных подстанций относительно центра питания.

5.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Для определения электрических нагрузок на высшей стороне трансформаторов, необходимо сначала рассчитать потери мощности в трансформаторах по формулам [6]:

$$\Delta P_{mp} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_n^2}{S_{ном.тр}^2} + \Delta P_x, \quad (34)$$

где ΔP_{κ} - потери активной мощности при КЗ, кВт;

S_n - расчётная мощность нагрузки, подключенной к трансформатору, кВА;

$S_{ном.тр}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА;

ΔP_x - потери активной мощности на холостой ход, кВт.

$$\Delta Q_{mp} = \frac{u_{\kappa\%} \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{ном.тр}} + \left(\frac{I_{x\%} \cdot S_{ном.тр}}{100} \right), \quad (35)$$

где $u_{\kappa\%}$ - напряжение короткого замыкания, %;

$I_{x\%}$ - ток холостого хода, %.

Нагрузка на стороне 10 кВ трансформаторной подстанции определяется сложением нагрузки на низкой стороне ТП и потерь в трансформаторе:

$$P_{ТП.ВН} = P_{P.тр} + \Delta P_{mp} \quad (36)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{P.тр} + \Delta Q_{mp} \quad (37)$$

Ниже приведем пример расчета для ТП-47м.

На ТП-47м установлено 2 трансформатора ТМГ-1000/10 с паспортными данными:

$$P_{\kappa} = 10,5 \text{ кВт};$$

$$u_{\kappa} = 5,5\% ;$$

$$I_{x\%} = 0,5\% ;$$

$$\Delta P_x = 1,4 \text{ кВт [9]}.$$

Потери мощности в двух трансформаторах:

$$\Delta P_{mp47} = \left(\frac{10,5 \cdot \left(\frac{1588}{2} \right)^2}{1000^2} + 1,4 \right) \cdot 2 = 16,04 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mp47} = \left(\frac{5,5 \cdot \left(\frac{1588}{2} \right)^2}{100 \cdot 1000} + \left(\frac{0,5 \cdot 1000}{100} \right) \right) \cdot 2 = 79,39 \text{ квар}$$

Нагрузка на шинах 10 кВ ТП:

$$P_{ТП.ВН47} = 1526 + 16,04 = 1542,41 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП.ВН47} = 439,86 + 79,39 = 519,25 \text{ квар}$$

Расчет нагрузки на стороне 10 кВ для других трансформаторных подстанций проведен в программе Mathcad 15 (Приложение Б), результаты сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Электрические нагрузки на стороне 10 кВ ТП

Номер ТП	S_n , кВА	ΔP_{mp} , кВт	ΔQ_{mp} , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар	$S_{ТП.ВН}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7
ТП-41М	999,64	12,32	116,44	980,15	366,6	1046
ТП-35М	1484,65	14,37	70,61	1443	475,56	1519
ТП-52М	973,17	11,78	47,64	947,39	318,87	999
ТП-47М	1588,47	16,04	79,39	1542,4	519,35	1627
ТП1	1077,47	13,99	56,97	1056,1	330,78	1107
ТП2	802,98	8,66	34,45	781,22	253,37	821
ТП3	602,23	8,28	32,94	587,7	197,13	620
ТП4	802,98	8,66	34,45	781,22	253,37	821
ТП5	802,98	8,66	34,45	781,22	253,37	821

5.2 Расчет электрических нагрузок РП

Так как в рассматриваемом районе планируется установка РП и подключение к нему вышеописанных трансформаторных подстанций, необходимо определить нагрузку на шинах 10 кВ РП.

Расчетную нагрузку сети 10 кВ можно найти суммированием расчетных мощностей трансформаторных подстанций, подключенных к РП, умноженных на k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки. Коэффициент совмещения максимумов нагрузок для районов с преобладающей жилой застройкой (70% и более нагрузки жилых домов и до 30% нагрузки общественных зданий [4]) и числом трансформаторов 6-10 принимаем равным 0,8 [4]. С учетом этого рассчитаем нагрузку на РП по формулам:

$$P_{РП} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{ТП.ВНi} \quad (38)$$

$$Q_{РП} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ТП.ВНi} \quad (39)$$

$$S_{РП} = \sqrt{(P_{РП}^2 + Q_{РП}^2)} \quad (40)$$

$$P_{РП} = 0,8 \cdot \left(\begin{array}{l} 980,15 + 1443 + 947,39 + 1542,4 + 1056,1 + \\ + 781,22 + 587,7 + 781,22 + 781,22 \end{array} \right) = 7199 \text{ кВт}$$

$$Q_{РП} = 0,8 \cdot \left(\begin{array}{l} 366,6 + 475,56 + 318,87 + 519,35 + 330,78 + \\ + 253,37 + 197,13 + 253,37 + 253,37 \end{array} \right) = 2375 \text{ квар}$$

$$S_{РП} = \sqrt{(7119^2 + 2375^2)} = 7505 \text{ кВА}$$

Согласно РД по проектированию городских электрических сетей, нагрузка РП на расчетный срок должна составлять на шинах 10 кВ не менее 7 МВт [4]. В моем проекте активная нагрузка на РП на 2025 год должна составить минимум 7,2 МВт, полная – 7,5 МВА. Таким образом, целесообразность установки РП в данном районе доказана.

Распределительный пункт 10 кВ является двухсекционированным. Секции соединены секционным выключателем, который отключен в

нормальном режиме, но обеспечен устройством АВР. Комплектуется РП шкафами комплектных распределительных устройств, которые включают в себя все необходимое оборудование: выключатели, трансформаторы тока и напряжения, счетчики учета электрической энергии, а так же устройства релейной защиты.

Собираются шкафы комплектного распределительного устройства на заводе, и доставляются на место установки в готовом виде. По желанию заказчика комплектация шкафом может быть несколько изменена.

На распределительном пункте, устанавливаемом на территории района Тепличный, необходимо установить 8 шкафов с выключателями для отходящих присоединений, 2 шкафа с выключателя для ввода, 1 с секционным выключателем, 2 шкафа с трансформатором напряжения, а также, учитывая возможность дальнейшего развития сети, необходимо предусмотреть по одному резервному шкафу КРУ на каждой секции шин.

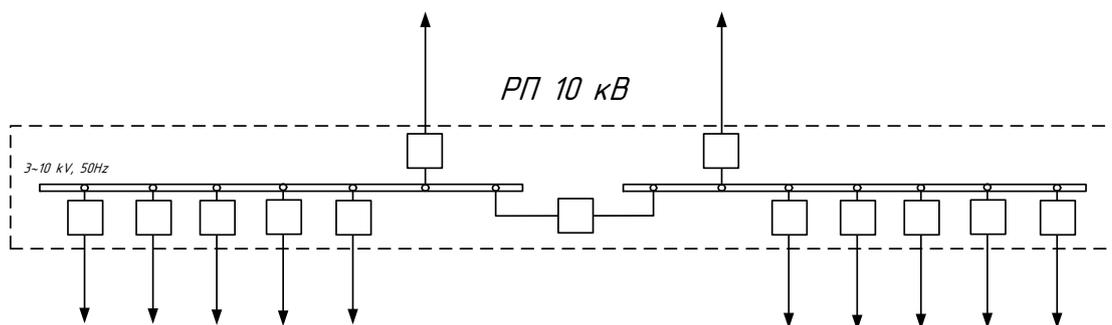


Рисунок 4 – Электрическая схема РП 10 кВ

5.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

ТП-41м, ТП-35м, и ТП-52м останутся подключенными к двойной магистрали. При таком подключении несколько трансформаторов запитываются от одной линии (магистрали). Не рекомендуется подключать к магистрали больше 3 ТП, так как это может снизить надежность сети.

ТП-47м подключим к РП по радиальной схеме, так как она расположена вдали от других трансформаторных подстанции и подключать ее к магистрали нецелесообразно.

Для подключения ТП1- ТП5 нового жилого комплекса «Тепличный» к РП выбираем петлевую схему, обеспечивающую питание потребителей от разных секций шин РП. Такая схема является распространенной в системах электроснабжения городов, так как обладает достаточным уровнем надежности, необходимым для подключения потребителей II категории.

Особенностью петлевой схемы является наличие в точке потокораздела разъединителя, который разомкнут в нормальном режиме. При этом часть потребителей питается от одной секции шин, часть – от другой. При повреждении какого-либо участка линии, разъединитель замыкается и потребители, оставшиеся без питания, подключаются к другой секции шин РП.

Число трансформаторов, подключенных к петлевой схеме не должно быть больше 12, т.е. не больше 6 двухтрансформаторных подстанций.

Определим точку потокораздела петли РП-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4-ТП5-РП.

Для этого сначала рассчитаем потоки мощности на головных участках по формуле:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot l_i}{\sum l_i} \quad (41)$$

где n – количество присоединенных ТП;

S_i - мощность нагрузки, приведенная к высокой стороне ТП;

l_i - расстояние от ТП до РП.

Поток мощности на головном участке РП-ТП1:

$$S_{РП-ТП1} = \frac{S_{ТП.ВН1} \cdot (l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{4-5} + l_{5-РП}) + S_{ТП.ВН2} \cdot (l_{2-3} + l_{3-4} + l_{4-5} + l_{5-РП}) + S_{ТП.ВН3} \cdot (l_{3-4} + l_{4-5} + l_{5-РП}) + S_{ТП.ВН4} \cdot (l_{4-5} + l_{5-РП}) + S_{ТП.ВН5} \cdot (l_{5-РП})}{l_{РП-1} + l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{4-5} + l_{5-РП}} \quad (42)$$

$$S_{РП-ТП1} = \frac{1107 \cdot (0,94) + 821 \cdot (0,83) + 620 \cdot (0,59) + 821 \cdot (0,37) + 821 \cdot (0,21)}{1,32} = 1945 \text{ кВт}$$

Далее чтобы рассчитать потоки мощности на остальных участках сети, необходимо поочередно вычитать из мощности головного участка нагрузку, приведенную к высокой стороне каждой ТП, например:

$$S_{1-2} = S_{РП-ТП1} - S_{ВН.ТП1} \quad (43)$$

$$S_{1-2} = 1945 - 1107 = 837 \text{ кВА}$$

Участок, на котором значение потока мощности будет отрицательным, является точкой потокораздела в петле, именно на этом участке в нормальном режиме и будет разомкнут разъединитель.

Подробный расчет для других участков выполнен в Mathcad 15 и представлен в Приложении Б.

Точкой потокораздела будет участок 3-4, следовательно ТП1, ТП2, и ТП3 будут питаться от одной секции шин РП, а ТП4 и ТП5 – от другой.

5.4 Выбор и проверка сечений распределительной сети 10 кВ

Распределительную сеть 10 кВ жилых районов необходимо выполнять кабельными линиями. Для этого выберем трехжильный кабель с алюминиевыми жилами и с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПуг.

Сечение жил кабелей 10 кВ выбирается по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяется по длительному допустимому току в послеаварийном режиме, а также по допустимым потерям напряжения.

Экономически целесообразное сечение S , мм² согласно ПУЭ (раздел 1.3.25.), определяется по формуле:

$$S = \frac{I_p}{J_{эк}}, \quad (44)$$

где I_p - расчетный ток кабеля в нормальном режиме, А;

$J_{\text{эк}}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², выбираемое для заданных условий работы по таблице 1.3.36 [5].

Полученное сечение округляем до ближайшего из стандартного ряда.

Согласно [4] сечение кабелей по участкам линии следует принимать с учетом изменения нагрузки участков по длине. При этом на одной линии допускается применение кабелей не более трех различных сечений.

Для магистральной линии РП-ТП41-ТП35-ТП52 начать расчет следует с самого дальнего участка ТП35-ТП52:

$$I_{P.35-52} = \frac{\sqrt{P_{\text{ВН.ТП52}}^2 + Q_{\text{ВН.ТП52}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2}$$
$$I_{P.35-52} = \frac{\sqrt{946,39^2 + 318,87^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 28,83 \text{ А}$$

Экономическую плотность тока примем 1,7 А/мм²:

$$S = \frac{28,83}{1,7} = 16,95 \text{ мм}^2$$

Экономически целесообразное сечение получилось 16 мм², но в распределительных сетях 10 кВ городов не рекомендуется применять кабели с алюминиевыми жилами сечением менее 70 мм², поэтому примем к установке кабель сечением 70 мм².

Проверим его на допустимый нагрев в послеаварийном режиме, в случае повреждения одной из магистралей:

$$I_{P.35-52n/a} = \frac{\sqrt{P_{\text{ВН.ТП52}}^2 + Q_{\text{ВН.ТП52}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 10}$$
$$I_{Pna.35-52n/a} = \frac{\sqrt{946,39^2 + 318,87^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,66 \text{ А}$$

Длительный допустимый ток для кабеля с алюминиевыми жилами сечением 70 мм² и пластмассовой изоляцией по [5, табл 1.3.7.] равен 210 А.

Проверим не превышает ли расчетный ток в послеаварийном режиме длительный допустимый с учетом поправочных коэффициентов:

$$I_{Pna.35-52n/a} \leq 0,9 \cdot 1,15 \cdot 1,1 \cdot 210$$

$$57,66 \leq 239,09$$

Выбранный кабель также должен быть проверен по допустимым потерям напряжения, которые в сетях 10 кВ не должны превышать 5%:

Потери напряжения определяются по следующей формуле :

$$\Delta U = \frac{(P_{BH.ТП52} \cdot r_{0(70)} + Q_{BH.ТП52} \cdot x_{0(70)})}{10} \cdot l_{35-52}$$

$$\Delta U = \frac{(946,39 \cdot 0,42 + 318,87 \cdot 0,061)}{10} \cdot 0,072 = 3,002$$

$$\delta U = \frac{3,002}{10000} \cdot 100\% = 0,03\%$$

Выбранное сечение прошло проверку и по условиям нагрева в послеаварийном режиме и по допустимым потерям напряжения.

При выборе сечения на следующем участке ТП41-ТП35 должны так же учитываться потери мощности в линии ТП35-ТП52, которые рассчитываются по формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_l^2 \cdot r_0 + Q_l^2 \cdot r_0)}{U_{ном}^2} \cdot l \quad (45)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_l^2 \cdot x_0 + Q_l^2 \cdot x_0)}{U_{ном}^2} \cdot l, \quad (46)$$

где P_l и Q_l - расчетная активная и реактивная нагрузки линии, кВт и квар;

r_0 и x_0 - активное и реактивное удельные сопротивления линии, Ом/км;

l - длина линии, км.

Для участка ТП35-ТП52:

$$\Delta P = \frac{(946,39^2 \cdot 0,42 + 318,87^2 \cdot 0,42)}{10^2} \cdot 0,072 = 0,3 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \frac{(946,39^2 \cdot 0,062 + 318,87^2 \cdot 0,062)}{10^2} \cdot 0,072 = 0,044 \text{ квар}$$

При проверки сечений петлевой схемы необходимо рассчитать послеаварийный ток при условии повреждения линии на головном участке, когда все трансформаторные подстанции окажутся запитанными от одной секции шин.

Подробный расчет для выбора и проверки сечений кабелей был проведен в программе Mathcad 15 (Приложение Б), результаты сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Линия	l , км	P_l , кВт	Q_l , квар	I_p , А	$I_{n/a}$, А	$I_{ол.дон}$, А	F , мм ²	Марка
РП-ТП41	0,055	3376	1162	103,1	206,14	239,1	70	АПвПуГ
ТП41-ТП35	0,250	2389	794,48	72,69	145,4	239,1	70	АПвПуГ
ТП35-ТП52	0,072	946,39	318,87	28,83	57,66	239,1	70	АПвПуГ
РП-ТП47	0,3	1542,1	519,25	46,4	92,82	239,1	70	АПвПуГ
РП-ТП1	0,38	2427	781,62	73,62	147,15	239,1	70	АПвПуГ
ТП1-ТП2	0,113	1369	450,55	41,6	83,23	239,1	70	АПвПуГ
ТП2-ТП3	0,238	587,7	197,13	17,89	35,79	239,1	70	АПвПуГ
ТП3-ТП4	0,218	587,7	197,13	25,67	51,34	239,1	70	АПвПуГ
ТП4-ТП5	0,152	781,22	253,37	23,71	4,41	239,1	70	АПвПуГ
РП-ТП5	0,218	1563	506,79	47,43	94,86	239,1	70	АПвПуГ

Результаты расчета потерь мощности в линиях 10 кВ представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Линия	l , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔP , кВт	ΔQ , квар
1	2	3	4	5	6
РП-ТП41	0,055	0,42	0,061	2,945	0,091
ТП41-ТП35	0,250	0,42	0,061	6,658	0,967
ТП35-ТП52	0,072	0,42	0,061	0,302	0,044
РП-ТП47	0,3	0,42	0,061	3,337	0,485
РП-ТП1	0,38	0,42	0,061	6,501	0,944
ТП1-ТП2	0,113	0,42	0,061	2,077	0,302
ТП2-ТП3	0,238	0,42	0,061	0,384	0,056
ТП3-ТП4	0,218	0,42	0,061	2,472	0,359
ТП4-ТП5	0,152	0,42	0,061	0,431	0,063
РП-ТП5	0,218	0,42	0,061	2,472	0,359

Учитывая потери в линиях, необходимо пересчитать расчетную нагрузку на шинах РП:

$$P_{РП} = P_{РП(ТП)} + \Delta P_{\Sigma} \quad (47)$$

$$Q_{РП} = Q_{РП(ТП)} + \Delta Q_{\Sigma} \quad (48)$$

где $P_{РП(ТП)}$ и $Q_{РП(ТП)}$ - активная и реактивная нагрузка на РП, учитывающая только нагрузку ТП, кВт и квар;

ΔP_{Σ} и ΔQ_{Σ} - суммарные потери в линиях 10 кВ, кВт и квар;

$$\Delta P_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 2,945 + 6,658 + 0,302 + 3,337 + 6,501 + \\ + 2,077 + 0,384 + 2,472 + 0,431 + 2,472 \end{array} \right) = 27,579 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 0,091 + 0,967 + 0,044 + 0,485 + 0,944 + 0,302 + \\ 0,056 + 0,359 + 0,063 + 0,359 \end{array} \right) = 3,68 \text{ квар}$$

$$P_{РП} = 7199 + 27,579 = 7226,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{РП} = 2375 + 3,68 = 2378,7 \text{ квар}$$

$$S_{РП} = \sqrt{(7226,6^2 + 2378,7^2)} = 7,608 \text{ МВА}$$

5.5 Выбор и проверка сечений питающих линий 10 кВ

Распределительный пункт, питающий нагрузку района, планируется запитать от ПС «Чигири» 110/10 двумя кабельными линиями. На данный момент существующие трансформаторы питаются от ЛЭП 10 кВ с маркой провода АС-70.

Строительство воздушных линий электропередачи на территории городов запрещено, распределительные сети 10 кВ рекомендуется выполнять кабельными. Взаиморезервирующие кабельные линии от ЦП до РП при прокладке их в земле рекомендуется прокладывать по разным трассам [4].

Рассчитаем сечение кабеля тем же методом, что и распределительные сети 10 кВ, зная, что нагрузка на шинах РП равна 7,608 МВА, а длина трассы от ПС «Чигири» до проектируемого РП – 2,2 км.

$$I_{р.ПС-РП} = \frac{7608}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 219,624 \text{ А}$$

$$S = \frac{219,624}{1,6} = 137,27$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение 150 мм², и проверяем его на допустимый нагрев в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a.p.ПС-РП} = \frac{7608}{\sqrt{3} \cdot 10} = 439,25 \text{ А}$$

Длительный допустимый ток для кабеля 150 мм² равен 335 А, учитывая поправочные коэффициенты:

$$I_{n/a.p.ПС-РП} \leq 1 \cdot 1,15 \cdot 1,1 \cdot I_{дл.дон}$$

$$439,25 \geq 423,78$$

Условие не выполняется, следовательно, надо выбрать кабель большим сечением – 185 мм², с длительным допустимым током 385А:

$$439,25 \leq 487,025$$

Условие выполняется, кабель прошел проверку.

Проверим на допустимые потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{(7226,6 \cdot 0,2 + 2378,7 \cdot 0,059)}{10} \cdot 2,2 = 348,84$$

$$\delta U = \frac{328,84}{10000} \cdot 100\% = 3,49\%$$

Потери не превышают 5%, следовательно, сечение кабеля выбрано верно.

К установке принимаем 2 трехжильных кабеля с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПуг сечением токопроводящей жилы 185 мм².

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Короткое замыкание – это не предусмотренное нормальными условиями работы электрическое соединение разных фаз или точек с разным потенциалом между собой или с землей. Токи КЗ во много раз выше токов, протекающих по проводнику в нормальном режиме, они приводят к недопустимому нагреву линий, поэтому должны быть отключены устройствами релейной защиты.

Различают следующие виды коротких замыканий:

1. трехфазное КЗ;
2. однофазное КЗ (в системах с заземленной нейтралью);
3. однофазное КЗ на землю (в системах с изолированной нейтралью);
4. двухфазное КЗ;
5. двухфазное КЗ на землю.

Короткое замыкание возникает в результате нарушения изоляции электрооборудования, вызванного старением материалов, перенапряжениями, прямыми ударами молнии, механическими повреждениями изоляции. Также причинами возникновения КЗ могут стать ошибки оперативного персонала и перекрытие токоведущих частей животными, птицами, ветками деревьев и пр. В последнем случае КЗ может быть устойчивым и неустойчивым.

К последствиям возникновения КЗ помимо нагрева проводников относятся механические повреждения электрооборудования, возгорания, снижение уровня напряжения, прекращение электроснабжения потребителей, электромагнитное влияние на линии связи и д.р.

Расчет токов короткого замыкания является важным пунктом при проектировании и реконструкции систем электроснабжения. Он необходим для выбора электрооборудования, для проверки кабелей по термической стойкости к токам КЗ, для выбора уставок релейной защиты и автоматики.

6.1 Расчет токов КЗ в сетях 10 кВ

При расчете токов короткого в сетях 10 кВ необходимо определить ток КЗ на шинах РП, на шинах наиболее удаленной ТП и на шинах расчетных ТП.

Согласно ПУЭ, в электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать только индуктивные сопротивления всех элементов. Активное сопротивление кабелей стоит учитывать, для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением (если $X/R < 3$). Так как в сети 10 кВ активное сопротивление кабельных линий больше реактивного, необходимо учитывать и активное сопротивление проводников.

Расчет токов КЗ будем проводить в относительных единицах. Первым делом необходимо составить схему замещения для расчетной сети (рисунок 5).

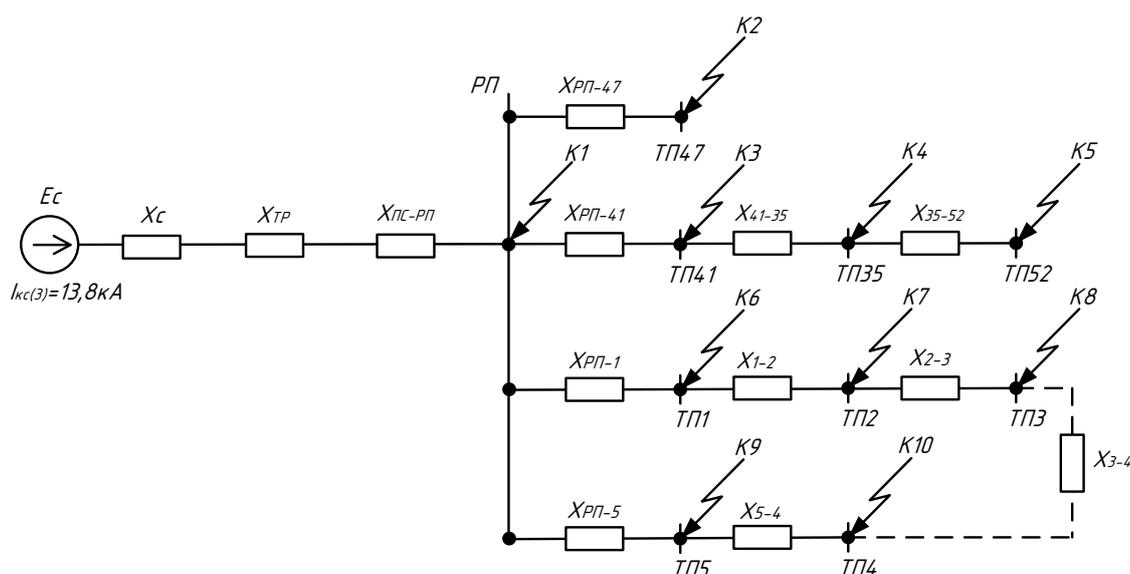


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов КЗ 10 кВ

Сопротивления элементов схемы замещения можно найти по формулам [7]:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном} \cdot I_{кз}^{(3)}} \quad (49)$$

где X_c - сопротивление системы, о.е;

$I_{кз}^{(3)}$ - значение тока трехфазного КЗ системы, кА;

$U_{ср.ном}$ - среднее номинальное напряжения сети, кВ, соответствующее ступени напряжения, в узле которой известно значение $I_{кз}^{(3)}$, кВ.

S_{σ} - базисная мощность, МВА.

Базисную мощность принимают произвольно, так, чтобы получились величины, удобные для расчета, обычно число, кратное номинальной мощности источника пили 100 МВА, 1000 МВА. В данном проекте примем базисную мощность равной 100 МВА.

$$X_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср.ном}^2} ; \quad (50)$$

$$R_{Л} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср.ном}^2} , \quad (51)$$

где $R_{Л}$ и $X_{Л}$ - активное и индуктивное сопротивления линии, Ом;

r_0 и x_0 - активное и индуктивное удельные сопротивления линии, Ом/км;

l - длина линии, км.

Сопротивление трансформатора:

$$X_{ТР} = \frac{u_{к}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ТРном}} \quad (52)$$

Начальное значение периодической составляющей трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{E_C}{Z_{КЗ}} \cdot I_{\sigma 1} \quad (53)$$

где $Z_{КЗ}$ - полное сопротивление до точки КЗ, Ом;

E_C - ЭДС системы;

$I_{\sigma 1}$ - базисный ток, кА.

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} .$$

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum X_{Л} + X_C + X_{ТР})^2 + (\sum R_{Л})^2} \quad (54)$$

Расчет ударного тока:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{ПО}^{(3)}$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент;

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (55)$$

где T_a - постоянная времени затухания, с:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (56)$$

Ток двухфазного КЗ можно найти по формуле:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{ПО}^{(3)}$$

Приведем пример расчета токов КЗ для точки К1 (рисунок 6).

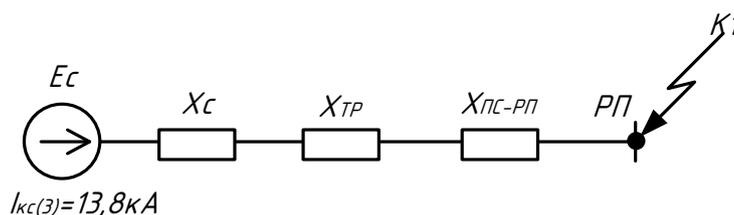


Рисунок 6 – Расчет токов КЗ на шинах РП

Известен ток трехфазного КЗ на шинах 110 кВ питающей подстанции «Чигири» 110/10, равный 13,8 кА. Рассчитаем сопротивления элементов схемы замещения:

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,8} = 0,036 \text{ о.е.}$$

$$X_{СП-РП} = 0,259 \cdot 2,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,517 \text{ о.е.}$$

$$R_{ПС-РП} = 0,2 \cdot 2,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,399 \text{ о.е.}$$

На подстанции установлено 2 трансформатора: ТРДН-40000 и ТРДН 25000, рассчитаем их сопротивление:

$$X_{TP1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,263 \text{ о.е.}$$

$$X_{TP2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42 \text{ о.е.}$$

$$X_{TPэкв} = \frac{1}{\frac{1}{0,263} + \frac{1}{0,42}} = 0,162 \text{ о.е.}$$

$$Z = \sqrt{(0,517 + 0,036 + 0,162)^2 + (0,399)^2} = 0,819 \text{ о.е.}$$

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{1}{0,819} \cdot 5,5 = 6,72 \text{ кА}$$

$$I_{ПО}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,72 = 5,82 \text{ кА}$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,368$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{к}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,368 \cdot 6,72 = 12,99 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек сведены в таблицу

16 Расчет был выполнен в программе Mathcad 15 (Приложение Б)

Таблица 16 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Точка КЗ	$I_{к}^{(3)}$, кА	$I_{к}^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4
К1	6,717	5,817	12,995
К2	5,858	5,073	11,334
К3	6,544	5,667	12,660
К4	5,846	5,062	11,309
К5	5,699	4,909	10,967
К6	5,661	4,903	10,953
К7	5,403	4,679	10,452
К8	4,923	4,264	9,525
К9	6,073	5,259	11,749
К10	5,685	4,932	10,999

6.2 Расчет токов КЗ в сетях 0,4 кВ

Особенности расчета токов КЗ до 1 кВ:

1. учитываются активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи до точки КЗ;
2. при питании от энергосистемы не учитывается затухание периодической составляющей тока КЗ ввиду большой удаленности генераторов;
3. расчет рекомендуется проводить в именованные единицах;

Так же при расчетах КЗ в сетях 0,4 кВ необходимо учитывать сопротивления трансформаторов тока, токовых катушек автоматических выключателей, сопротивления различных контактов и контактных сопротивлений. Помимо этого рекомендуется учитывать сопротивление электрической дуги в месте КЗ [8].

Расчет токов КЗ будем производить на шинах 0,4 кВ расчетных ТП и в конце отходящих линий. Расчетными будут являться новые КТП, планируемые к установке в строящемся жилом комплексе.

Для примера рассмотрим расчет токов КЗ на низкой стороне ТП1 мощностью трансформаторов 630 кВА, число отходящих линий – 5. Схема замещения показана на рисунке. Все формулы взяты из ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ».

Найдем сопротивления элементов схемы замещения (рисунок 7).

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{срвн}} \cdot 10^3 \quad (57)$$

где $U_{срнн}$ и $U_{срвн}$ - среднее номинальное напряжение сети, подключенное к обмотке низшего и высшего напряжения соответственно, В;

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

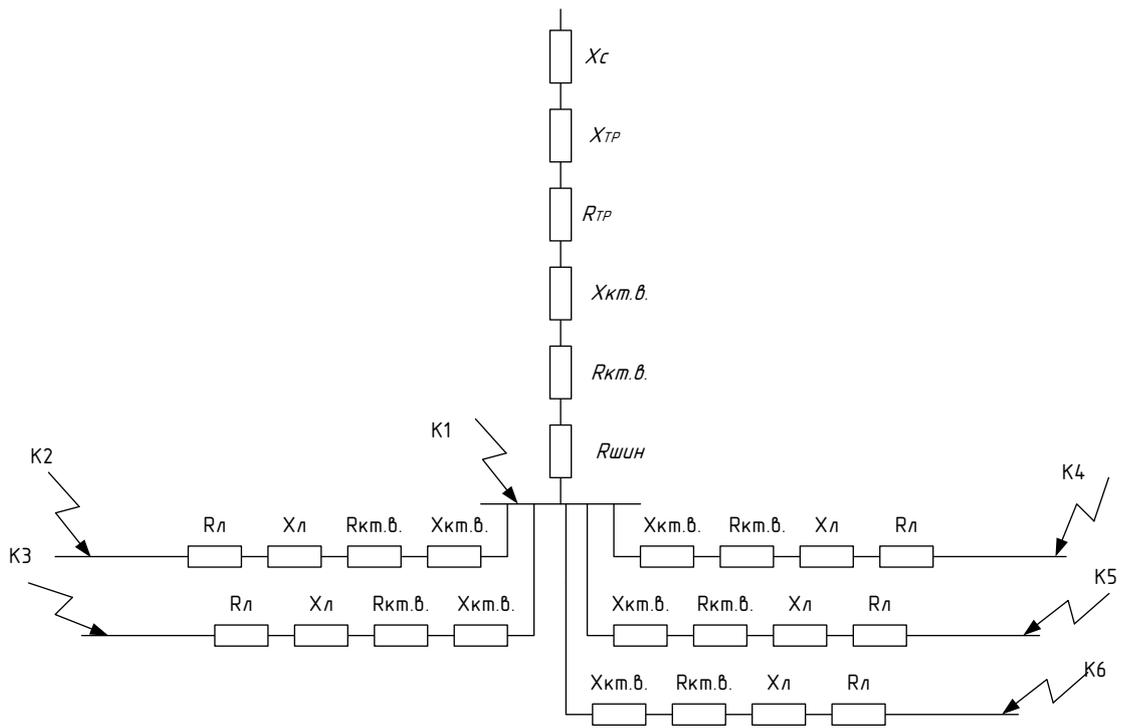


Рисунок 7 – Схема замещения для расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 5,661 \cdot 10500} = 1,554 \text{ мОм}$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_T = \sqrt{(u_K)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T.ном}} \right)^2} \frac{U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^4 \quad (58)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}^2} \cdot 10^6 \quad (59)$$

где $S_{T.ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{HH.ном}$ - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

$$X_T = \sqrt{(5,5)^2 - \left(\frac{100 \cdot 8,2}{630} \right)^2} \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 13,57 \text{ мОм}$$

$$R_T = \frac{8,2 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3,306 \text{ мОм}$$

Сопротивление кабелей:

$$X_{JI} = x_0 \cdot l ; \quad (60)$$

$$R_{JI} = r_0 \cdot l ; \quad (61)$$

Сечение кабелей, отходящих от ТП1 – 150 мм², $r_0 = 0,256$, $x_0 = 0,056$ мОм/м [8]

$$X_{III-27} = 0,056 \cdot 25 = 1,4 \text{ мОм}$$

$$R_{III-27} = 0,256 \cdot 25 = 6,4 \text{ мОм}$$

$$X_{III-64.1} = 0,056 \cdot 80 = 4,48 \text{ мОм}$$

$$R_{III-64.1} = 0,256 \cdot 80 = 20,48 \text{ мОм}$$

$$X_{III-64.2} = 0,056 \cdot 80 = 4,48 \text{ мОм}$$

$$R_{III-64.2} = 0,256 \cdot 80 = 20,48 \text{ мОм}$$

$$X_{III-65.1} = 0,056 \cdot 68 = 3,8 \text{ мОм}$$

$$R_{III-65.1} = 0,256 \cdot 68 = 17,4 \text{ мОм}$$

$$X_{III-65.2} = 0,056 \cdot 68 = 3,8 \text{ мОм}$$

$$R_{III-65.2} = 0,256 \cdot 68 = 17,4 \text{ мОм}$$

Активные сопротивления контактов и контактных соединений:

Приближенно можно принять $R_{\kappa} = 0,1 \text{ мОм}$ – для контактных соединений кабелей, $R_{\kappa} = 1,0 \text{ мОм}$ – для коммутационных аппаратов [8].

Сопротивления трансформаторов тока учитывают только на токи до 500 А.

Сопротивление катушек контактных выключателей примем $R_{\kappa\text{в}} = 0,14 \text{ мОм}$, $X_{\kappa\text{в}} = 0,08 \text{ мОм}$, $R_{\kappa\text{в.конт}} = 0,15 \text{ мОм}$.

Сопротивление от выводов силового трансформатора до шин 0,4 кВ КТП: $R_{\text{шн}} = 0,1 \text{ мОм}$, $X_{\text{шн}} = 0,06 \text{ мОм}$.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$R_{I\Sigma} = R_{TP} + R_{\text{шн}} + R_{\kappa\text{в}} + R_{\kappa} + R_{\text{пер}} \quad (62)$$

$$R_{I\Sigma} = 3,306 + 0,1 + 0,14 + 0,15 + 0,1 = 3,796 \text{ мОм}$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{TP} + X_{кв} + X_{шин} \quad (63)$$

$$X_{1\Sigma} = 1,554 + 13,57 + 0,08 + 0,06 = 15,26 \text{ мОм}$$

Значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в т. К1:

$$I_{\text{ПО1}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\text{к1}}^2 + X_{\text{к1}}^2}} \quad (64)$$

$$I_{\text{ПО1}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,796^2 + 15,26^2}} = 14,686 \text{ кА}$$

Ударный ток в т. К1 по формуле:

$$I_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 14,686 \cdot 1,316 = 27,33 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ рассчитаем так же, как и для сети 10 кВ по формуле:

$$I_{\text{ПО1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,686 = 12,718 \text{ кА}$$

Для нахождения однофазного КЗ необходимо учитывать прямую, обратную и нулевую последовательности.

$$I_{\text{ПО1}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (65)$$

где $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ - суммарное активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности;

$R_{2\Sigma}$ и $X_{2\Sigma}$ - суммарные активное и индуктивное сопротивления обратной последовательности

$R_{0\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ - суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

Схема замещения обратной последовательности включает в себя все элементы схемы прямой последовательности, за исключением ЭДС. Сопротивления элементов обратной последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности.

$$R_{2\Sigma} = R_{TP} + R_{шин} + R_{кв} + R_{к} + R_{пер} \quad (66)$$

$$X_{2\Sigma} = X_{TP} + X_{кв} + X_{шин} \quad (67)$$

Сопротивление нулевой последовательности также будет равно сопротивлению прямой для данной цепи.

$$R_{0\Sigma} = R_{TP} + R_{шин} + R_{кв} + R_k + R_{пер} \quad (68)$$

$$X_{0\Sigma} = X_C + X_{TP} + X_{кв} + X_{шин} \quad (69)$$

Таким образом однофазный ток для точки К1 будет равен:

$$I_{П01}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{СРНН}}{\sqrt{(3R_{TP} + 3R_{шин} + 3R_{кв} + 3R_k + 3R_{пер})^2 + (2X_C + 3X_{TP} + 3X_{кв} + 3X_{шин})^2}}$$

$$I_{П01}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5}{\sqrt{11,388^2 + 44,238^2}} = 9,67 \text{ кА}$$

Расчет токов для остальных точек выполнен в программе Mathcad 15
(Приложение)

7 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЕЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ К ТОКАМ КЗ

При протекании токов КЗ по проводнику, он нагревается, что может привести к повреждению изоляции и возгоранию. Поэтому выбранные сечения кабелей необходимо проверять на термическое воздействие токов КЗ, что значит температура нагрева кабеля при протекании по нему токов КЗ не должна быть выше предельно допустимых значений.

Рассчитаем тепловой импульс:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (70)$$

где $I_{\text{ПО}}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{\text{откл}}$ - время отключения тока КЗ;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{в}} + t_{\text{рз}}, \quad (71)$$

где $t_{\text{в}}$ - время срабатывания выключателя;

$t_{\text{рз}}$ - время срабатывания релейной защиты.

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля определяется по следующей формуле:

$$F_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C_m}, \quad (72)$$

где C_m - коэффициент, зависящий от материала проводника и допустимой температуры нагрева.

Правильно выбранное сечение кабеля должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{тер}} \leq F_{\text{выбр}}, \quad (73)$$

Для примера, проверим по условиям нагрева при коротком замыкании кабель РП-ТП1:

$$I_{\text{ПО}} = 5,661 \text{ кА};$$

$$T_a = 0,01$$

$$t_{откл} = 0,01 + 0,07 = 0,08$$

$$B_k = 5,66 I^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 4,42 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{с}$$

$$F_{мер} = \frac{\sqrt{4,42 \cdot 10^6}}{65} = 32,34 \text{ мм}^2$$

$F_{выбр} = 70 \text{ мм}^2$, что больше $F_{мер}$, условие выполняется, значит сечение кабеля выбрано верно.

Проверка сечений остальных кабелей проведена в программе Mathcad 15, все расчеты представлены в Приложении Б.

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В данной главе необходимо провести выбор и проверку всех электрических аппаратов, необходимых к установке на распределительном пункте и комплектных трансформаторных подстанциях.

Электрическими аппаратами называют устройства, выполняющие функции включения и отключения цепей, а также функции защиты, измерения и управления в электрических цепях.

К электрическим аппаратам относятся:

- выключатели высокого напряжения;
- разъединители;
- автоматические выключатели;
- предохранители;
- трансформаторы тока и напряжения и д.р.

Помимо этого необходимо выбрать сборные шины и ячейки распределительного устройства.

8.1. Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрической цепи в нормальном режиме, а также для автоматического отключения поврежденного участка сети при авариях.

Высоковольтные выключатели разделяют по способу гашения дуги на воздушные, масляные, элегазовые, вакуумные и д.р. В отличие от выключателей нагрузки высоковольтные выключатели способны отключать не только токи нагрузки, но и токи КЗ.

К выключателям предъявляются требования:

1. надежное отключение любых токов;
2. быстрота действия;
3. взрыво- и пожаробезопасность;
4. удобство эксплуатации.

Как правило, высоковольтные выключатели устанавливаются со стороны питания, то есть в начале линии.

На РП установим выключатели на вводах, на всех отходящих линиях, а также между секциями шин (секционный выключатель) (рисунок 8).

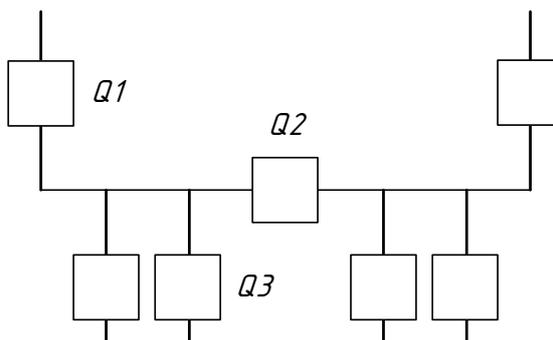


Рисунок 8 – Место расположения выключателей в РП

Выбираются выключатели по номинальному значению тока и напряжения, току отключения, а так же в зависимости от места установки:

1. Номинальное напряжение установки должно быть меньше или равно номинальному напряжению выключателя:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (74)$$

где $U_{уст}$ - номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ

2. Максимальный рабочий ток цепи не должен быть больше номинального тока, указанного в каталожных данных:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном} \quad (75)$$

$I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток, кА;

$$I_{раб.макс} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (76)$$

3. Ток отключения должен быть больше или равен периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{ПО} \leq I_{откл.ном} \quad (77)$$

Проверяют выключатели по термической стойкости к токам КЗ, то есть так же как и для проводников, рассчитывают наибольшую температуру нагрева аппаратов токами КЗ.

Для этого необходимо знать длительность протекания короткого замыкания, время срабатывания защиты и время отключения выключателя, а также посчитать тепловой импульс и сравнить его с тепловым импульсом короткого замыкания:

$$B_{к.з} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (78)$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости, кА;

$t_{терм}$ - время протекания КЗ.

Рассмотрим подробнее выбор и проверку выключателя для отходящей линии к ТП-41м. Примем к установке вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-12,5/630-УЗ, внешний вид которого изображен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Выключатель вакуумный типа ВВ/TEL-10-12,5/630-УЗ

Вакуумные выключатели типа ВВ/TEL от «Таврида Электрик» обладают рядом преимуществ, выделяющих их среди других типов коммутационной аппаратуры. Это, в первую очередь, малые габариты и вес, отсутствие необходимости ремонта в течение всего срока службы, возможность установки на различных видах КРУ, широкий диапазон рабочих температур, доступная цена.

Сравнение расчетных и каталожных данных при выборе выключателя представлено в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя ВВ/TEL-10-12,5/630-У3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 206,13 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п.0} = 6,717 \text{ кА}$	$I_{п.0} \leq I_{откл.ном}$
$I_{вкл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п.0} = 6,717 \text{ кА}$	$I_{п.0} \leq I_{вкл.ном}$
$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,99 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 140,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранный выключатель полностью удовлетворяет условиям проверки. На остальных ячейках так же были установлены выключатели типа ВВ/TEL-10, тип и марка выбранных выключателей представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор высоковольтных выключателей

Место установки	Марка
РП-ТП47	ВВ/TEL-10-12,5/630-У3
РП-ТП41	ВВ/TEL-10-12,5/630-У3
РП-ТП1	ВВ/TEL-10-12,5/630-У3
РП-ТП5	ВВ/TEL-10-12,5/630-У3

8.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока (ТТ) предназначены для уменьшения первичного тока до значений наиболее удобных для подключения измерительных приборов и реле.

Трансформаторы тока выбирают по номинальному напряжению, номинальному первичному току, по классу точности и по допустимой нагрузке вторичной цепи. Проверяют ТТ по термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания.

Так как к трансформаторам тока будут подключены счетчики электрической энергии, они должны иметь класс точности 0,5.

Номинальный вторичный ток ТТ может быть равен 1 А (если первичный ток не превышает 4000А) или 5 А .

Условия выбора трансформатора тока:

1. Номинальное напряжение установки должно быть меньше или равно номинальному напряжению ТТ:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (79)$$

2. Номинальный первичный ток ТТ должен быть как можно ближе к значению максимального рабочего тока в цепи, так как недогрузка первичной обмотки может привести к недопустимым погрешностям измерений:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном} \quad (80)$$

3. Расчетная вторичная нагрузка приборов, подключенных к трансформатору тока должна быть меньше или равна номинальной допустимой нагрузке трансформатора в выбранном классе точности:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (81)$$

Нагрузка вторичной цепи включает в себя сопротивления приборов $Z_{приб}$, соединительных проводов и сопротивление контактов:

$$Z_2 = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_k \quad (82)$$

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (83)$$

где $S_{приб}$ - мощность приборов, а I_2 - их вторичный номинальный ток,

А

$$Z_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\text{пров}}} \quad (84)$$

где ρ - удельное электрическое сопротивление провода;

l - длина провода, м.

$S_{\text{пров}}$ - сечение провода.

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для КРУ 6-10 кВ приблизительно равной 3-5 м.

5. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_m, \quad (85)$$

где K_m – кратность термической стойкости;

t_m – время термической стойкости.

6. проверка на динамическую стойкость проводится

$$i_{\text{уд}} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (86)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

К установке в ячейках РП примем трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-10 производства «Электроцит Самара», изображенный на рисунке 10.



Рисунок 10- Трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-10

Электроизмерительные приборы выбираем цифровые, серии 3021, которые по сравнению с аналоговыми приборами обладают более высокой точностью измерений, широким диапазоном значений и быстродействием.

Приборы серии 3021 подключаются к трансформаторам тока, они измеряют действующее значение тока, напряжения, активную и реактивную мощности, частоту сети. Помимо этого приборы данной серии контролируют минимальные и максимальные значения измеряемого параметра. Если значение параметра вышло за границу допустимого, на приборе начинает мигать соответствующий индикатор, срабатывает реле.

Список вторичной нагрузки, подключенной к трансформатору тока, представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	5	0	
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	7,5	-	7,5
Счетчик активной энергии	Альфа-А1800	0,1	0	0,1
Счетчик реактивной энергии				
Всего		17,6	0	17,6

Чтобы погрешность трансформатора не увеличилась и не повлияла на измерения, необходимо, чтобы номинальная нагрузка приборов, подключаемых к ТТ не превышала допустимые значения для трансформатора данного класса точности.

Допустимую нагрузку рассчитаем по формуле:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (87)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи для данного трансформатора тока, справочная величина, В·А,

I_{2H} – номинальный ток во вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15$ ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{25}{5^2} = 1$$

Общее сопротивление приборов:

$$Z_{приб} = \frac{17,6}{5^2} = 0,704$$

Сопротивление проводов определяется:

Сопротивление контактов: $Z_k = 0,01$ Ом

Вторичная нагрузка z_2 :

$$Z_2 = 0,704 + 0,07 + 0,01 = 0,784$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62):

$$B_k \leq (5 \cdot 16)^2 \cdot 0,03 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе ТТ приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_H \geq U_p$
$I_{pmax} = 206,61$ А	$I_H = 300$ А	$I_H \geq I_{pmax}$
$Z_{Hp} = 0,784$ Ом	$Z_{2H} = 1$ Ом	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{kp} = 140,54$ кА ² с	$B_{кн} = 992$ кА ² с	$B_{кн} \geq B_{kp}$
$I_{уд} = 12,99$ А	$I_{дин} = 100$ кА	$I_{дин} \geq I_{уд}$

8.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для понижения высокого напряжения сети до значений удобных для подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты. Вторичное напряжение трансформатора может иметь значение 100 или $100\sqrt{3}$.

Устанавливаются трансформаторы напряжения на распределительные устройства для питания измерительных приборов и вторичных цепей. От точности измерения трансформаторов напряжения зависит правильность коммерческого учета электроэнергии, точность и селективность работы систем релейной защиты и автоматики. Класс точности для подключения счетчиков – 0,5.

Примем к установке на распределительном пункте трехфазный антирезонансный трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95 УХЛ2, изображенный на рисунке 11.



Рисунок 11 - Трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95 УХЛ2

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки (номинальное напряжение установки должно быть меньше или равно номинальному напряжению ТН);

- по конструкции и схеме соединения (ТН могут быть однофазными и трехфазными, а по схеме соединения различают трансформаторы напряжения, соединенные в звезду, в разомкнутый треугольник и т.п.);
- по роду установки (наружной или внутренней);
- по классу точности (выпускают трансформаторы напряжения классом точности 0,2; 0,5; 1; 3);
- по вторичной нагрузке, что значит суммарная мощность все подключаемых к ТН электроприборов не должна превышать номинальную мощность ТН).

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (88)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Ниже приведена таблица нагрузок, подключенных к ТН, и определена вторичная нагрузка.

Таблица 21 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					S, ВА
Вольтметр	СВ3021	3	1	1	5
Ваттметр	СР3021	4	2	2	16
Варметр	СТ3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА.}$$

Электроизмерительные приборы для подключения к ТН выбираем также цифровые, серии 3021.

Примем к установке на распределительном пункте трёхфазные антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УХЛ2. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{ном} = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$

8.4 Выбор и проверка сборных шин

Выбор сборных шин, так же как и других проводников, проводится по нагреву длительно допустимым током с учетом наиболее тяжелых послеаварийных режимов [6]. Проверяются выбранные шины по термическому и динамическому воздействию токов КЗ. Примем к установке в РП 10 кВ жесткие алюминиевые шины.

Сечения шины выбираются по длительному допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах РП:

$$I_{п/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (89)$$

$$I_{п/а} = \frac{7608}{\sqrt{3} \cdot 10} = 439,25 \text{ А}$$

Принимаем шины АД31Т сечением 150 мм^2 , с длительным допустимым током 505 А. Это прессованные шины, закалённые и естественно-состаренные [6].

Рассчитанные токи короткого замыкания на шинах РП:

$$I_{ПО}^{(3)} = 6,717 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = 12,995 \text{ кА}$$

Для проверки выбранных шин на термическую стойкость, рассчитаем тепловой импульс тока КЗ, который показывает сколько тепла выделяется в проводнике при прохождении по нему тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (90)$$

$$B_k = 6,717^2 \cdot (0,055 + 0,024) = 3,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем минимальное допустимое сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} \quad (91)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{5,4 \cdot 10^6}}{82} = 23 \text{ мм}^2$$

где $C_m = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – для алюминия.

$$q_{\text{min}} < q ,$$

$$23 < 150 \text{ мм}^2$$

Шины прошли проверку по термической стойкости.

Помимо этого необходимо провести проверку на электродинамическую стойкость. При коротких замыканиях возникают электродинамические силы, которые могут создавать для жестких шин, закрепленных на изоляторах, недопустимые колебательные нагрузки. Частота таких колебаний во многом зависит от жесткости конструкции и ее массы.

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (92)$$

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,25}{1,5}} = 104 \text{ Гц}$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 2,25 \text{ см}^4 \quad (93)$$

q - поперечное сечение шины, см^2 .

Если частота собственных колебаний меньше 200 Гц, механический резонанс не возникает, т.е. шины и изоляторы представляют собой статически устойчивую систему к электродинамическим силам, возникающим при КЗ.

Для механического расчета однополосных шин рассчитаем наибольшее усилие, возникающее при коротком замыкании:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (94)$$

где $a = 0,8$ м – расстояние между фазами.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{12995^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 80,69 \text{ Н / м}$$

Под воздействием силы f , действие которой на шину распределено равномерно, возникает изгибающий момент, который можно рассчитать по формуле:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}. \quad (95)$$

$$M = \frac{80,69 \cdot 1,2^2}{10} = 11,62 \text{ Н / м}$$

где l – длина пролета между изоляторами ($l = 1,2$ м).

Изгибающий момент, рассчитанный выше, создаёт в материале шины напряжение равное:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{11,62}{1,8} = 6,45 \text{ МПа}. \quad (96)$$

где W – момент сопротивления шины.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (97)$$

$$W = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 1,8 \text{ см}^3$$

Для шин марки АДЗ1Т допустимое напряжение составляет::

$$\sigma_{\text{дон}} = 75 \text{ МПа} \quad [6]$$

Шины можно считать механически прочными, так как выполняется условие $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{дон}}$:

$$6,45 \leq 75$$

Шины прошли проверку по всем условиям, значит, они выбраны верно. Сведем все вышеописанные расчёты в таблицу 23.

Таблица 23 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 439,25 \text{ А}$	$I_{\text{дл.дон}} = 505 \text{ А}$	$I_{\text{дл.дон}} \geq I_{\text{max}}$
$q_{\text{min}} = 23 \text{ мм}^2$	$q = 150 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 6,45 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{дон}} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{дон}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

Помимо самих шин необходимо выбрать опорные изоляторы, на которых они будут крепиться. Выбор изоляторов проводят по следующим условиям [6]:

1. по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (98)$$

2. по месту установки (внутренняя или наружная);

3. по допустимой нагрузке, что значит расчетная сила $F_{\text{расч}}$, которая действует на изолятор, должна быть меньше допустимой нагрузке на головку изолятора $F_{\text{дон}}$:

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (99)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (100)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно ПУЭ, расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Расчетная сила, действующая на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (101)$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

Установим опорные изоляторы типа ИО-10-3,75 – изолятор опорный керамический, предназначенный крепления токоведущих частей в распределительных пунктах 10 кВ, внутренней установки, для которого минимальная разрушающая сила на изгиб равна $F_{доп} = 3750$ Н.

Допустимая нагрузка на головку изолятора данного типа:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Расчетная сила, действующая на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{12995^2}{0,8} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 438,7 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (46):

$$438,7 \leq 3750 \text{ Н.}$$

Изолятор прошел проверку и может быть принят к установке.

8.5 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектные распределительные устройства предназначены для приема и распределения электрической энергии. Обычно представляют собой специальные шкафы, каждый из которых комплектуется всей необходимой аппаратурой. Отдельно можно выделить шкафы выключателей, шкафы трансформаторов напряжения, шкафы вводов и секционного выключателя.

Установим в РП 10 кВ комплектной распределительное устройства «Классика» серии D-12P производства «Таврида Электрик», изображенное на рисунке 12.



Рисунок 12– Шкаф комплектного распределительного устройства «Классика» серии D-12P

КРУ очень удобно не только при монтаже, но и при дальнейшей эксплуатации. В комплект КРУ помимо шкафов входят комплекты монтажной и эксплуатационных принадлежностей, тележка для обслуживания выдвижных элементов и комплект эксплуатационных документов. Дополнительно в комплект могут входить шкафы оперативного тока. Шкафы серии D-12P конструктивно могут предназначаться для одностороннего или двухстороннего обслуживания. Ширина шкафов – 750 мм (на номинальные токи меньше 2000А).

В общем случае шкаф серии D-12P имеет несколько функциональные отсеков: отсек сборных шин, отсек присоединений, отсек кассетного выдвижного элемента и отсек вспомогательных цепей.

В специальном отсеке вспомогательных цепей располагается блок управления выключателем, устройства защиты и автоматики, приборы учета электроэнергии.

Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа методом холодной штамповки.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации

8.6 Выбор и проверка предохранителей

Предохранителем называют элемент защиты сети от возникающих аварий, которые характеризуются резким повышением тока в сети. Принцип действия плавкого предохранителя (а именно этот вид предохранителей я буду выбирать) основан на расплавлении специального элемента – плавкой вставки. То есть когда по защищаемой линии протекает ток КЗ он просто на просто расплавляет вставку и линия размыкается от поврежденного участка. В данной работе необходимо провести выбор плавких предохранителей для отходящих линий нагрузки от трансформаторных подстанций.

Выбирается предохранитель из условия, что ток плавкой вставки должен быть больше максимального расчетного тока в линии, но меньше, чем номинальный ток самого предохранителя:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПП} , \quad (102)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки;

$I_{номПП}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный максимальный ток в линии определяем по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S_L}{\sqrt{3} \cdot U_H} , \quad (103)$$

где S_L – максимальная мощность линии с учётом аварийных ситуаций (т.е. с учетом отключения одной из резервируемых линий).

Рассмотрим подробнее проверку предохранителя для линии ТП1-27:

$$I_{расч} = \frac{212,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 323,3 \text{ А}$$

Выберем предварительно плавкую вставку с номинальным током 400

А.

Выберем предохранитель марки ПН2-400.

Проверяют предохранители по следующим условиям:

1. по согласованию с сечением проводника;

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}} \quad (104)$$

$400 \leq 3 \cdot 335$ - условие выполняется.

2. по чувствительности к токам КЗ;

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (105)$$

$9067 \geq 1200$ - условие выполняется.

Все условия выполняются, значит предохранитель и плавкая вставка выбраны верно.

8.7 Выбор и проверка автоматических выключателей

Автоматическим выключателем называют коммутационный аппарат, основная функция которого – защита сети от аварийных ситуаций, будь то возникновение токов короткого замыкания или перегрузка. Устанавливаем автоматические выключатели на низкой стороне трансформаторов ТП. Выбирается автоматический выключатель по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (106)$$

Где $I_{\text{ном. расц}}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А;

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

Выберем автоматический выключатель для ТП1:

$$I_{\text{расч}} = \frac{1077}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1636 \text{ А}$$

Выберем предварительно выключатель ВА55-43, изображенный на рисунке 13.



Рисунок 13 - Автоматический выключатель ВА55-43

Данный тип автоматических выключателей рассчитан на номинальные токи 1600 и 2000 А

Результаты расчета сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
ТП1	1077	1636	2000	ВА55-43
ТП2	802	1218	1600	ВА55-43
ТП3	602	914	1000	ВА45
ТП4	802	1218	1600	ВА55-43
ТП5	802	1218	1600	ВА55-43
ТП35	1485	2256	2500	ВА45

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (107)$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 135 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

Цель данной главы – рассмотреть мероприятия по защите электроустановок от поражения прямыми ударами молнии, а также спроектировать заземление устанавливаемых КТП для избежания поражения электрическим током.

9.1 Заземление КТП 10/0,4

Заземление – это комплекс мероприятий, по соединению различных частей электрооборудования с землей. Заземление бывает рабочим, т.е. необходимым для обеспечения нормальной работы электроустановок (например, заземление нейтрали трансформатора), и защитным, т.е. служащим для предотвращения поражения людей электрическим током. Защитное заземление снижает напряжение прикосновения за счет стекания потенциала в землю. Заземление как защитная мера выполняется в электроустановках как до 1000 В, так и выше. При проектировании системы заземления учитывают множество факторов:

- вид электроустановки;
- режим работы нейтрали;
- номинальное напряжение;
- размеры;
- сопротивление грунта;
- величину токов замыкания на землю и др.

На практике достаточно сложно учесть все условия и точно рассчитать необходимое сопротивление заземлителя, часто измерения сопротивления уже после установки отличаются от расчетных. Именно поэтому при проектировании заземления электроустановок пользуются ПУЭ, где даны точные указания о величине сопротивления и проведении необходимых мероприятий.

В данной работе необходимо выбрать размеры и форму заземлителя для новой комплектной трансформаторной подстанции и рассчитать его сопротивление.

Согласно ПУЭ, «вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундамента открытого установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству [5]».

Как все это выглядит? Горизонтальные заземлители соединяют между собой вертикальные, вбитые на определенной глубине. И вся эта система соединяется проводником непосредственно с корпусом электрооборудования. На рисунке 14 показан план заземляющего устройства КТП:

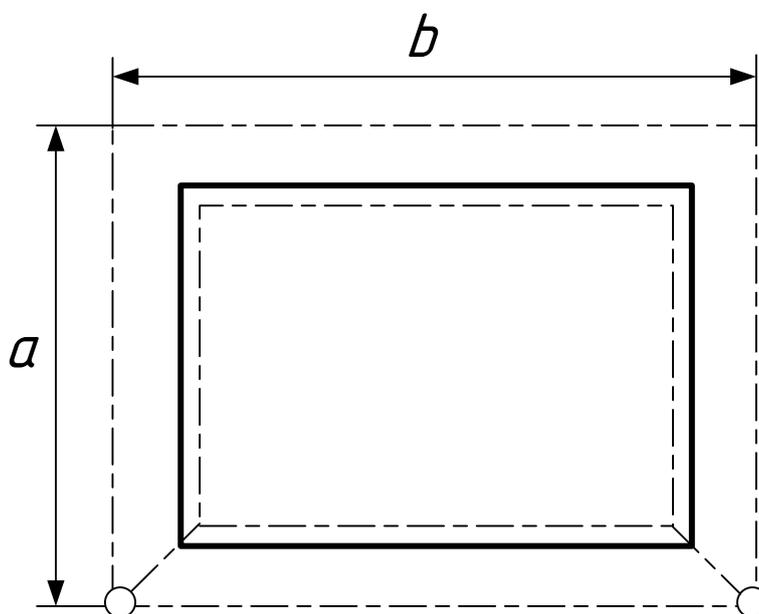


Рисунок 14 – План заземляющего устройства КТП

Сопротивление заземлителя – важная величина, от которой зависит эффективность работы заземляющего устройства. Чем сопротивление меньше, тем меньше напряжение прикосновения на корпусе электроустановки.

Так как заземляющее устройство КТП будет одновременно использоваться для защиты сетей выше 1 кВ с изолированной нейтралью и до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, то сопротивление заземлителя,

согласно ПУЭ, должно быть не больше 4 Ом (при условии, что удельное сопротивление земли не больше 100 Ом*м) [5].

Расположим контур на глубине 0,7 м.

Для вертикальных заземлителей выбираем угловую сталь размерами 50*50 длиной 3 м.

В качестве горизонтального заземлителя примем полосовую сталь 4*40.

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя определяется по формуле:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right) \quad (108)$$

Где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом*м;

L - длина заземлителя, м;

t - расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

d - диаметр принимаемого заземлителя, м.

Если в качестве заземлителя используется не круглая сталь, а угловая, то диаметр можно посчитать по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b \quad (109)$$

где b - ширина стенки уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня можно посчитать:

$$t = \frac{L}{2} + t_{\text{гор}} \quad (110)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 1,5 + 0,7 = 2,2 \text{ м}$$

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{100}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,047} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 8,6 \text{ Ом}$$

Формула для расчета сопротивления одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{гор}}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_{\text{гор}}^2}{b \cdot t} \right), \quad (111)$$

где b - ширина полосы, м;

$t_{\text{гор}}$ - глубина заложения, м;

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

Длина горизонтального заземлителя равна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)) \quad (112)$$

Где a и b - длина и ширина устанавливаемой КТП. Согласно проекту завода-изготовителя: $a=4,92$ м, $b=4,97$ м.

$$P = 2 \cdot ((4,92 + 2) + (4,97 + 2)) = 27,78 \text{ м}$$

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{100}{27,78} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 27,78^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 4,24 \text{ Ом}$$

Рассчитаем ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 \cdot k_6} \quad (113)$$

R_3 - требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

k_6 - коэффициент экранирования.

$$n = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 4$$

Определим сопротивление всей горизонтальной полосы:

$$R_{\text{гор.пол.}} = \frac{R_{\text{гор}}}{k_{\text{гор}}} \quad (114)$$

$$R_{\text{гор.пол.}} = \frac{4,24}{0,45} = 9,4$$

Сопротивление вертикальных заземлителей необходимо уточнить с учетом сопротивления горизонтальных заземлителей.

$$R'_{\text{верт}} = \frac{(R_{\text{гор}} \cdot R_3)}{(R_{\text{гор}} - R_3)} \quad (115)$$

$$R'_{\text{верт}} = \frac{(9,4 \cdot 4)}{(9,4 - 4)} = 6,9$$

Пересчитаем число вертикальных стержней с учетом соединительной полосы:

$$n' = \frac{8,6}{6,9 \cdot 0,65} = 4,$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{\text{верт.д}} = \frac{R_{\text{верт}}}{n' \cdot k_g} \quad (116)$$

$$R_{\text{верт.д}} = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 6,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление всего заземляющего контура рассчитает по формуле:

$$R_{\text{з.д}} = \frac{R_{\text{верт.д}} \cdot R_{\text{гор.пол}}}{R_{\text{верт.д}} + R_{\text{гор.пол}}} \quad (117)$$

$$R_{\text{з.д}} = \frac{6,6 \cdot 9,4}{6,6 + 9,4} = 3,87$$

Рассчитанное сопротивление не превышает допустимого значения 4 Ом.

$$R_{\text{з.д}} \leq R_3$$

Для РП и остальных КТП сопротивление заземлителя рассчитывается аналогично.

Помимо внешнего контура заземления в помещениях КТП и РП также выполняется внутренний контур, к которому подключают все металлические части электроустановок не находящиеся под напряжением в нормальном режиме работы. Полоса внутреннего контура должна крепиться вдоль стен на высоте минимум 0,4 м от пола

9.2 Молниезащита РП и КТП

Согласно ПУЭ «здания закрытых РУ и ПС следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в году более 20» [5].

Молниезащита РП, также как и КТП, может быть выполнена достаточно просто, если на крыше или стенах присутствует металлическая кровля. Установка специальных молниеприемников и молниеотводов не потребуется. Достаточно только соединить металлическую кровлю с внешним контуром заземления. Удобнее всего выполнять связь в точках ввода заземлителя в само здание РП или КТП.

Если кровля выполнена неметаллической, необходимо спроектировать молниеприемник на крыше здания.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита и автоматика – это устройства, предназначенные для мгновенного определения повреждений в сетях и быстрого их отключения с целью сохранения нормальной работы системы.

В связи с этим к устройствам релейной защиты предъявляют ряд требований:

- селективность (избирательность), что означает устройства релейной защиты должны обладать способностью верно определять и отключать только поврежденный элемент сети;

- быстродействие. Чем быстрее отключится поврежденный участок сети, тем меньше будут последствия для всей энергосистемы в целом. Время срабатывания современных устройств РЗ находится в пределах 0,01 – 0,1 с. Основная защита работает без выдержки времени совсем;

- чувствительность, т.е. защита должна безошибочно реагировать даже на минимальные токи короткого замыкания, при этом не только в своей зоне, но и на смежных участках, но с определенной выдержкой времени.

- надежность, т.е. защита должна надежно выполнять свои функции.

Из вышеперечисленного вытекает, что релейная защита делится на основную и резервную. Основная защита должна реагировать на повреждения на всем защищаемом участке, а также иметь время срабатывания меньше, чем у других защит. Остальные защиты, установленные на этом участке будут считаться резервными.

В этой главе необходимо выбрать, какие устройства релейной защиты необходимо установить на линиях 10 кВ, на трансформаторах КТП, а также определиться с необходимостью установки в сети устройств автоматики.

Выбор средств РЗА в данной работе был осуществлен согласно рекомендациям изложенным в «Правилах устройства электроустановок».

10.1 Защита кабельных линий 10 кВ

Для линий 10 кВ необходимо предусмотреть защиту от многофазных и однофазных замыканий на землю.

Защита от многофазных замыканий в сети 10 кВ, как правило, выполняется двухступенчатой. То есть включает в себя максимальную токовую защиту (МТЗ) и токовую отсечку без выдержки времени (ТО).

Токовая защита выполняется в двухфазном исполнении, причем включается в одни и те же фазы для всех линий данного напряжения. Также для обеспечения чувствительности и надежности токовой защиты, она может быть выполнена с использованием одного, двух или трех реле.

Произведем расчет защиты для линии РП-ТП41:

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{c/з}}{k_{\theta}} \cdot I_{раб} \quad (118)$$

где $I_{раб}$ - максимальный рабочий ток линии, А;

k_H - коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05;

$k_{c/з}$ - коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1;

k_{θ} - коэффициент возврата, равный 0,95;

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 206,139 = 277,8 \text{ А}$$

Ток надежного срабатывания защиты:

$$I_{c.п} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{k_{Т.Т}} \right), \quad (119)$$

Где k_{cx} - коэффициент схемы трансформатора тока ($k_{Т.Т}=1$, если вторичная обмотка соединена в звезду и $\sqrt{3}$, если в треугольник);

$k_{Т.Т}$ - установленный коэффициент трансформации трансформатора тока.

Для того, чтобы определить $k_{Т.Т}$, необходимо сначала определить расчетный коэффициент трансформации:

$$n_{ТАр} = \frac{k_{сх} \cdot I_{ном}}{5} \quad (120)$$

$$n_{ТАр} = \frac{1 \cdot 206,1}{5}$$

Примем установленный коэффициент трансформации равным 300/5.

$$I_{с.р} = 277,8 \cdot \frac{I}{300 / 5} = 9,26 \text{ А}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (121)$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{5817}{277,8} = 20,94;$$

Коэффициент чувствительности показывает, во сколько раз минимальный ток короткого замыкания превышает величину тока уставки релейной защиты. Коэффициент чувствительности должен быть не меньше допустимого значения для данного вида защиты (1,5 для МТЗ [5]):

$$20,94 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Принимаем к установке максимальную токовую защиту «Сириус».

Так как максимальной токовая защита имеет некоторую выдержку времени, она не может обеспечить мгновенное отключение линии при токах короткого замыкания. Для этого устанавливаем токовую отсечку без выдержки времени. Принцип действия токовой отсечки показан на рисунке 15.

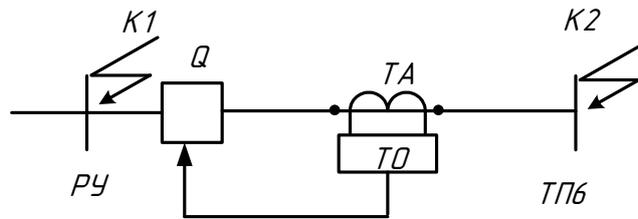


Рисунок 15 – Расчетная схема

Ток срабатывания отсечки выбирается по большему току короткого замыкания в конце защищаемого участка, то есть трехфазному току КЗ по формуле:

$$I_{с.з}^{TO} = k_n \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (160)$$

где k_n – коэффициент надежности защиты, который равен 1,1;

Коэффициент надежность (или отстройки) обеспечивает повышение надежности защиты и учитывает погрешности при расчете токов КЗ.

$I_{кmax}^{(3)}$ – максимальный ток короткого замыкания, протекающий по линии.

Найдем ток срабатывания отсечки:

$$I_{с.з}^{TO} = 1,1 \cdot 5690 = 6259 \text{ А}$$

Помимо этого ток срабатывания отсечки необходимо отстроить от бросков токов намагничивания силовых трансформаторов.

$$I_{с.з}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (122)$$

где $k_{нам}$ - коэффициент равный 3-5;

$\Sigma I_{т.ном}$ - номинальный ток силового трансформатора или, как в нашем случае, нескольких трансформаторов, питаемых по цепи, который можно рассчитать по формуле:

$$\Sigma I_{т.ном} = \Sigma \frac{S_{mpi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (123)$$

$$\Sigma I_{m.ном} = \frac{1046 + 1519 + 998 + 1608 + 1107 + 821 + 619 + 821 + 821}{\sqrt{3} \cdot 10} = 540,4 \text{ А}$$

$$I_{с.з}^{TO} \geq 5 \cdot 540,4$$

$$I_{с.з}^{TO} \geq 2702$$

Из двух рассчитанных уставок для токовой отсечки выбираем большую, то есть принимаем ток уставки 7389 А .

Зоны действия отсечек можно определить графически, как точки пересечения прямой, соответствующему току срабатывания, с кривыми изменения токов КЗ. Отсечка считается эффективной, если ее зона действия охватывает не менее 20-25 % длины линии.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;
- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;
- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

10.2 Защита трансформаторов

Защита трансформатора определяется в зависимости от его мощности и назначения. Для трансформаторов номинальной мощностью меньше 1000 кВА, установленных в городских сетях необходимо обеспечить защиту от многофазных замыканий на выводах, от однофазных замыканий на землю, от внутренних повреждений, от витковых замыканий.

При выборе устройств релейной защиты и автоматики необходимо руководствоваться нормативно-технической литературой, но, к сожалению, в правилах устройства электроустановок не дается указаний для установки каких-либо видов релейной защиты на трансформаторах 630 кВА. Поэтому выполним защиту с использованием предохранителей и автоматических выключателей.

Установим плавкие предохранители на высокой стороне трансформаторов для защиты от внутренних повреждений и коротких замыканий на выводах. А на стороне 0,4 установим автоматические выключатели от замыканий на землю.

Согласно ПУЭ газовую защиту от межвитковых замыканий необходимо устанавливать на трансформаторах мощностью более 6,3 МВА. Для трансформаторов ниже 1000 МВА она не является обязательной.

10.3 Автоматика

В сетях 10 и 0,4 кВ предусмотрены следующие виды автоматики:

- автоматический ввод резерва;
- автоматическое повторное включение;
- автоматическая частотная разгрузка.

Рассмотрим подробнее назначения, принцип действия и требования, предъявляемые к вышеперечисленным средствам автоматики.

Автоматический ввод резерва – вид автоматического устройства, предназначенный для переключения питания защищаемого элемента на резервный источник. Наличие резервного источника питания является важным условием при построении распределительных сетей для

потребителей I и II категории. Это является важным условием для соблюдения требуемого уровня надежности. Так как же работает устройство автоматического ввода резерва?

Существуют схемы с явным и неявным резервом. Последние в нормальном режиме работают с выключенным секционным выключателем. Секции в таких схемах питаются от разных вводов, но резервируют друг друга.

Пуск АВР происходит при фиксации исчезновения напряжения на секции шин. Причинами возникновения сигнала об исчезновении напряжения могут служить короткие замыкания или переключения в вышестоящей сети, короткие замыкания на самой секции шин, а также обрыв цепи трансформатора напряжения до блока АВР.

Но при этом не все эти причины должны являться основанием для срабатывания АВР. Устройство анализирует схему и срабатывает только в случае КЗ в вышестоящей сети. Для этого в системе устройства АВР присутствуют условия блокировки. Все это делается для того, чтобы АВР не включал секционный выключатель на короткое замыкание.

Следующий шаг работы АВР – контроль встречного напряжения, в ходе которого АВР получает сигнал от трансформатора напряжения резервной системы шин о наличии на ней напряжения. В противном случае нет никакого смысла включать секционный выключатель.

И последний шаг - срабатывание с выдержкой времени, по истечению которой АВР подает сигнал на отключение выключателя первого ввода, и включение секционного выключателя.

В данной работе устройство АВР принимается к установке на шинах низкого напряжения КТП и на распределительном пункте

Следующий вид автоматики, устанавливаемый в сети 10 кВ – Автоматическое повторное включение. Устройство АПВ срабатывает при отключении питающей линии устройствами релейной защиты и

восстанавливает подачу электроэнергии в случае, если короткое замыкание или другой вид аварии окажутся неустойчивыми.

К АПВ применяется ряд требований. Во-первых, устройство АПВ не должно срабатывать при отключении выключателя рабочим персоналом через ключ управления. Во-вторых, устройство АПВ должно срабатывать с заданной кратностью действия. В-третьих, АПВ должно автоматически вернуться в состояние готовности к новому действию. И в-четвертых, АПВ должно выполняться с неольшой выдержкой времени.

Установка АПВ имеет место быть только в сетях, где есть вероятность возникновения неустойчивого КЗ. Для кабельных линий 10 кВ такой вид аварии не возможен.

Автоматическая частотная разгрузка еще один вид противоаварийной автоматики, часто применяемый в сети 10 кВ. АЧР отключает часть наименее важных потребителей (как правило, потребителей III категории надежности) с целью снижения дефицита активной мощности, который мог возникнуть в результате аварии на генерирующих источниках. Главная цель АЧР – сохранение электроснабжения наиболее ответственных потребителей I категории.

На сегодняшний день применяется несколько видов автоматической частотной разгрузки: АЧР-1, которая срабатывает при резком снижении частоты в сети, по времени срабатывания является быстродействующей; АЧР-2, которая срабатывает при медленном снижении частоты; и ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение, которое восстанавливает питание отключенных потребителей после устранения аварии.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

Для обеспечения безопасного труда электротехнического персонала, работающего в электроустановках, существует нормативный документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». Данный документ вступил в силу с 4 августа 2014 года и распространяется на всех работников электротехнического, электротехнологического и неэлектротехнологического персонала, занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения [11].

Согласно этому документу, именно работодатель отвечает за обеспечение безопасных условий труда для своих работников. Это означает, что:

– все электроустановки, предназначенные для производства, передачи, распределения и т.п. электрической энергии должны находиться в технически исправном состоянии;

– электроустановки должны быть снабжены защитными средствами и аптечками для оказания первой медицинской помощи;

– все работники должны проходить обучение методам и приемам выполнения работ в электроустановках, а также методам оказания первой медицинской помощи и приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока;

– работы в электроустановках должны проводиться по заданию на производство работы, оформленному в специальном бланке установленной формы (наряд-допуск) и выданный работником из числа административно-технического персонала организации, имеющим группу допуска V или IV в электроустановках выше 1000 В и до 1000 В соответственно [11].

В указанном выше нормативном документе также строго регламентируются действия электротехнического и электротехнологического персонала при различных видах работ (начиная с осмотра электроустановок и заканчивая выполнением работ в устройствах релейной защиты и автоматики).

11.2 Охрана труда при выполнении работ на комплектных трансформаторных подстанциях

При работах на оборудовании комплектных трансформаторных подстанций разрешается проводить осмотры без отключения питающей линии выше 1000 В в том случае, если расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением не превышают следующих значений:

Таблица 25 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением [11]

Напряжение электроустановок	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
ВЛ до 1 кВ	0,6	1,0
Остальные электроустановки до 1 кВ	не нормируются (без прикосновения)	1,0
1-35 кВ	0,6	1,0
110 кВ	1,0	1,5

Если расстояние до токоведущих частей меньше допустимых, то перед выполнением работ необходимо отключить и заземлить токоведущие части.

Допуск к работам на комплектных трансформаторных подстанциях должен быть произведен после отключения сначала коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В, затем линейного разъединителя напряжением выше 1000 В и наложением заземлителя на токоведущие части подстанции [11].

Если не отключена подача напряжения с низкой стороны, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположенной питающей стороны, приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления [11].

11.3 Экологичность

В данной работе был разработан план развития системы электроснабжения жилого района Тепличный города Благовещенск, согласно которому на территории проектируемого объекта планируется установка новых комплектных трансформаторных подстанций, которые могут являться источником шума, оказывающего мешающее и вредное воздействие на организм человека. Длительное воздействие шума может привести к нарушению режима сна, работы нервной системы и органов слуха человека.

Согласно СНиП 2.07.01-89* «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» расстояние от отдельно стоящих распределительных пунктов и трансформаторных подстанций 10 кВ до жилых домов должно быть не менее 10м. И это при числе трансформаторов не более двух мощностью каждого до 1000 кВ·А и выполнении мер по шумозащите [12]

КТП представляет собой прямоугольное здание из железобетонных конструкций. Вентиляционные решетки расположены на фасаде и двух боковых сторонах здания КТП. Помещения, в которых устанавливаются

трансформаторы, изолированы и разделены железобетонной перегородкой. Для обеспечения звукоизоляции возможно выполнение облицовки крыши и части стен звукопоглощающим материалом.

Еще одна причина негативного влияния электроустановок – электромагнитные поля. Доказано, что при длительном воздействии на организм человека электромагнитного поля промышленной частоты происходит неблагоприятное влияние на нервную систему, что может привести к нарушению эндокринного аппарата, обмена веществ, и других физиологических функций человека. Именно поэтому запрещается строительство жилых районов в пределах охранной зоны линии.

Вдоль жилого района Тепличный, который является объектом проектирования, проходит линия электропередач 10 кВ, от которой на сегодняшний день питаются трансформаторные подстанции района.

Охранная зона вдоль воздушных линий электропередачи представляет собой воздушное пространство над землей, ограниченное параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии на расстоянии от крайних проводов по горизонтали. Для линии до 20 кВ охранная зона принимается 10 м [14].

Еще одна причина негативного влияния электроустановок – поражение электрическим током. Чаще всего это происходит с людьми, работающими в электроустановках по причине не соблюдения правил электробезопасности и условий труда.

Но нередко случаи поражения электрическим током не электротехнического персонала. Это может произойти из-за обрыва линий электропередачи вблизи зданий и сооружений. Поэтому в пределах границ города запрещено прокладывать высоковольтные линии электропередач, а электрические сети низкого напряжения рекомендуется выполнять кабелями или самонесущими изолированными проводами, которые безопасны для людей и животных.

Именно поэтому было принято решение при установке нового распределительного пункта запитать его кабелями, а не воздушными линиями 10 кВ.

Так же на территории района проектирования планируется установка двухтрансформаторной подстанции с номинальной мощностью трансформаторов 1000 кВА каждый.

Согласно ПУЭ, «для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники» [5].

Масса масла в выбранном для установки трансформаторе ТМ-1000/10 – 1250 кг [18].

Проведем расчет габаритов маслоприемника для выбранного трансформатора.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho}, \quad (124)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным (1,25 т);

ρ – плотность масла (0,88 т/м³).

$$V_{\text{трм}} = \frac{1,25}{0,88} = 1,42 \text{ м}^3$$

Согласно ПУЭ, «габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т» [5], поэтому определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мт}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (125)$$

где A , B – длина и ширина рассматриваемого трансформатора (2450×1250 мм);

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника (0,6 м) [5].

$$S_{mn} = (2,45 + 2 \cdot 0,6) \cdot (1,25 + 2 \cdot 0,6) = 8,94 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности принятого трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H , \quad (126)$$

где H – высота трансформатора (2450 мм).

$$S_{\text{бн}} = (2,45 + 1,25) \cdot 2 \cdot 2,45 = 18,13 \text{ м}^2$$

«Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин» [5].

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} , \quad (127)$$

где K_n - интенсивность пожаротушения (0,2 л/(с·м²)) [5];

t - нормативное время тушения t (1800 сек).

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (8,94 + 18,13) \cdot 10^{-3} = 9,74 \text{ м}^3$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема всего количества масла и 80 % воды:

$$V_{\text{трм}H_2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} , \quad (128)$$

$$V_{\text{трм}H_2O} = 1,42 + 0,8 \cdot 9,74 = 9,21 \text{ м}^3$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости при пожаротушении:

$$H_{mn} = \frac{V_{\text{трм}H_2O}}{S_{mn}} \quad (129)$$

$$H_{mn} = \frac{9,21}{8,94} = 1,03 \text{ м}$$

Маслоприемник рекомендуется выполнять без отвода масла. Если масса масла меньше 20 т. Маслоприемник просто закрывается металлической решеткой и засыпается гравием, высота слоя которого должна быть не менее

0,25 м. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм» [5].

Тогда полная высота маслоприемника определяется как:

$$H_{мп} = H_{нмп} + H_{вп} + H_2, \quad (130)$$

где $H_{вп}$ - высота воздушной прослойки (0,05 м);

H_2 - высота слоя гравия (0,25 м).

$$H_{нмп} = 1,03 + 0,05 + 0,25 = 1,33 \text{ м.}$$

11.4 Чрезвычайные ситуации

Наибольшее количество пожаров и взрывов на электроэнергетических объектах приходится на долю трансформаторов (около 40%). Во многом это обусловлено использованием для изоляции и охлаждения горючих материалов, а также оборудования, являющегося потенциальным источником возгорания (маслонаполненное электрооборудование, трансформаторное масло, кабельные сооружения, изоляции силовых кабелей и т.д.). Горение вышеперечисленных материалов характеризуется выделением большого количества теплоты и токсичных веществ, а также сильным задымлением.

Основной причиной пожаров на трансформаторных подстанциях является короткое замыкание, которое приводит к недопустимому перегреву токоведущих частей. Возникновение электрической дуги при КЗ становится причиной недопустимого повышения давления в масляном баке. В результате этого происходит вскипание трансформаторного масла и разложение его на горючие газы, что приводит к взрыву трансформатора, масляных выключателей и растеканию горящего масла.

Тушение пожара на трансформаторах осложнено возникновением опасности поражения человека электрическим током. Это может произойти вследствие случайного прикосновения человека к токоведущим частям электроустановки или если струя воды (или другого тушащего средства) достигнет частей электроустановки, находящихся под напряжением. Именно

поэтому действия персонала по тушению пожаров в трансформаторах и других электроустановках строго прописывается. В «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» указаны меры предотвращения пожаров и обеспечения пожарной безопасности всего электротехнического оборудования подстанции. Ниже приведены некоторые из них.

Пожарная безопасность трансформаторов обеспечивается:

- соблюдением номинальных режимов работы;
- соблюдением норм качества масла;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;
- качественным выполнением ремонтов оборудования, устройств автоматики и защиты;
- исправным содержанием маслоприемников трансформаторов для исключения при аварии растекания масла [13] и др.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии), вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

При тушении пожара на электрооборудовании без снятия напряжения с электроустановок пожарные автомобили и стволы должны быть заземлены, а ствольщик должен работать в диэлектрической обуви и диэлектрических перчатках.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом.

На подстанциях первичные средства пожаротушения устанавливаются в специальных пожарных щитах. Класс пожара на подстанции «Чигири» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Установить их следует в видимом и доступном месте. ЩП-Е включает в себя [17]:

- порошковый огнетушитель ОП-4 – 2шт.;
- углекислый огнетушитель ОУЗ – 2 шт.;
- крюк с деревянной рукояткой – 1 шт.;
- ножницы диэлектрические – 1 шт.;
- боты диэлектрические – 1 шт.;
- коврик диэлектрический – 1 шт.;
- лопата совковая – 1 шт.

Так же рядом с трансформатором должен располагаться ящик с песком для тушения небольших очагов пожара (воспламенение кабелей или горючих жидкостей).

Подстанции без обслуживающего персонала не обеспечиваются первичными средствами пожаротушения, за исключением ящиков с песком у трансформаторов [13]. Оперативно-выездная бригада в автомобилях должна иметь минимум 4 углекислотных или порошковых огнетушителей, как средства первичного пожаротушения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, темой которой является развитие системы электроснабжения района Тепличный города Благовещенск на 2015 год, были выполнены все поставленные задачи.

Были рассчитаны электрические нагрузки района, проведен перерасчет мощности трансформаторов на трансформаторных подстанциях, проведена замена трансформаторов на существующей ТП. Помимо этого, в данной работе была спроектирована система электроснабжения строящегося жилого комплекса, отвечающая всем требованиям, предъявляемым к системам электроснабжения городов.

В связи с необходимостью реконструкции сети 10 кВ, было принято решение об установке на территории района нового распределительного пункта 10 кВ, который стал центром питания для всех трансформаторных подстанций района. В ходе расчетов были выбраны и проверены на воздействие токов КЗ все кабельные линии, электрические аппараты для установки на РП и новых КТП 10/0,4.

Устройства релейной защиты и автоматики, выбранные для защиты линий 10 кВ и силовых трансформаторов, обеспечивают надежность и безопасность эксплуатации. Так же для обеспечения безопасности при эксплуатации КТП и РП был спроектирован комплекс заземления и молниезащиты, который надежно защищает от прямых ударов молнии и повреждений электрическим током.

Все проведенные расчеты соответствуют общепринятым методикам, применяемым на практике, и подкреплены выдержками из нормативно-технической документации.

Помимо этого, в ходе выполнения выпускной квалификационной работы мной были повторены и закреплены теоретические знания по различным дисциплинам, полученные за время обучения в университете.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Электротехнический справочник, т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
- 2 Кужеков, С. Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. — Изд. 4-е, допол. и перераб. — Ростов н /Д.: Феникс, 2010. — 492 с.
- 3 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.
- 4 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД-34-20.185-94(с изменениями 1999г.).
- 5 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 6 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2007.- 192 с.
- 7 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. – 2008-07-01 – М.: Стандартинформ, 2007.
- 8 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. Введ. – 1995-01-01 – М.: Издательство стандартов, 1994.
- 9 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 608 с.
- 10 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: 2012. – 151 с.

11 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

12 СНиП 2.07.01-89. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Введ. – 1990-01-01.

13 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий: РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Введ. – 01.06.2000 – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.

14 ГОСТ 12.1.051-90. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Расстояния безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением свыше 1000 В. Введ. – 1991-07-01 – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.

15 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.

16 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко / Учебное пособие. Изд.: АмГУ, 1999, - 238с.

17 Щит пожарный ЩП-Е [Электронный ресурс]. URL: https://gidrant.ru/catalog/shchity_stendy_yashchiki_shkafy/shchit_pozharnyy/shcht_pozharnyy_shchr_e.html (дата обращения 27.05.2018).

18 Каталог трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <http://uralen.ru/catalog/trans/group-17/65.html> (дата обращения: 25.05.2018).

19 Потребление электроэнергии в ЕЭС [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/10694> (дата обращения: 17.05.2018).

20 Стоимость КТП [Электронный ресурс]. URL: <http://www.promentrans.ru/tseny/> (дата обращения: 06.05.2018).

Приложение А

Расчет электрических нагрузок района

№	Объект	n	Руд, кВт	Р, кВт	tg	Q, квар	Рзд, кВт	Qзд, квар	Sзд, кВА
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
1	Гостиница	40	0,46	18,4	0,62	11,41	18,4	11,41	21,65
2	Автостоянка	80	0,5	40	0,57	28,5	40	28,5	47,55
3	Жилой дом, 10 эт.	112	1,93	216,16	0,2	43,23	241,74	65,07	250,34
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
	Частный детский сад	20	0,46	9,2	0,25	2,3			
	Офис земельной компании	40	0,054	2,16	0,57	1,23			
4	Гаражи	24	3	18	0,25	4,5	18	4,5	18,55
5	Жилой дом, 10 эт.	112	1,93	216,16	0,2	43,23	236,68	63,46	245,04
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
6	Автостоянка	60	0,5	30	0,87	26,1	30	26,1	39,76
7	Жилой дом, 10 эт.	315	1,76	554,4	0,2	110,9	648,4	182,7	673,64
	СТУ	7	5	26,25	0,75	19,69			
	Лифты	7	8	34,16	1,17	39,97			
	Парикмах.	4	1,5	6	0,25	1,5			
	Цветоч. салон	19	0,16	3,04	0,48	1,46			
	Пивная лавка	25	0,25	6,25	0,75	4,69			
	Магазин сантехники	50	0,16	8	0,48	3,84			
	Магазин продукт.	33	0,25	8,25	0,75	6,19			
	Магазин дет. товаров	70	0,16	11,2	0,48	5,38			
	Супермаркет	85	0,25	21,25	0,75	15,94			
8	Жилой дом, 3 эт.	18	4,9	88,2	0,2	17,64	88,2	17,64	89,95
9	Гаражи	32	3	24	0,25	6	24	6	24,7
10	Жилой дом, 5 эт.	100	1,95	195	0,2	39	213	52,5	219,37

	СТУ	5	5	20	0,75	15			
11	Жилой дом, 9 эт.	88	2,2	193,6	0,2	38,72	228,14	66,64	237,67
	СТУ	1	5	5	0,75	3,75			
	Лифты	1	8	8	1,17	9,36			
	Товары для дома	40	0,16	6,4	0,48	3,1			
	Продукт. магазин	40	0,25	10	0,75	7,5475 .12			
	Минимаркет	65	0,25	16,25	0,75	12,19			
12	Жилой дом, 5 эт.	84	2,29	192,36	0,2	38,47	213,18	51,77	219,38
	СТУ	4	5	17	0,75	12,75			
	Аптека	20	0,16	3,2	0,48	1,536			
	Парикмах.	3	1,5	4,5	0,25	1,125			
13	Жилой дом, 5 эт.	60	2,8	168	0,2	33,6	180,15	42,71	185,14
	СТУ	3	5	13,5	0,75	10,125			
14	Жилой дом, 5 эт.	100	1,95	195	0,2	39	213	52,5	219,37
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
15	Жилой дом, 5 эт.	20	4,7	94	0,2	18,8	98,5	22,18	100,97
	СТУ	1	5	5	0,75	3,75			
16	Жилой дом, 9 эт.	88	2,2	193,6	0,2	38,72	214,12	58,95	222,08
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
	Продукт. магазин	18	0,25	4,5	0,75	3,38			
17	Жилой дом, 9 эт.	144	1,9	273,6	0,2	54,72	309,06	89,78	321,84
	СТУ	4	5	17	0,75	12,75			
	Лифты	4	8	22,4	1,17	26,2			
18	Жилой дом, 10 эт.	60	2,8	168	0,2	33,6	179,7	45,4	185,34
	СТУ	1	5	5	0,75	3,75			
	Лифты	1	8	8	1,17	9,36			
19	Жилой дом, 9 эт.	84	2,29	192,36	0,2	38,47	221,79	67,79	231,9
	СТУ	3	5	13,5	0,75	10,125			
	Лифты	3	8	19,2	1,17	22,46			
20	Ателье	3	1,5	4,5	0,25	1,125	99,15	35,35	105,26

	Продукт. магазин	40	0,25	10	0,75	7,5			
	Непродовол. магазин	75	0,16	12	0,48	5,76			
21	Жилой дом	40	3,3	132	0,2	26,4	143,7	38,2	148,69
	СТУ	1	5	5	0,75	3,75			
	Лифты	1	8	8	1,17	9,36			
22	Гаражи	12	3	9	0,25	2,25	9	2,25	9,27
23	Жилой дом, 5 эт.	84	2,29	192,36	0,2	38,47	210,36	51,97	216,68
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
24	Жилой дом, 5 эт.	108	1,94	209,52	0,2	41,9	221,67	51,01	227,46
	СТУ	3	5	13,5	0,75	10,125			
25	Жилой дом, 5 эт.	40	3,3	132	0,2	26,4	144,15	35,5	148,46
	СТУ	3	5	13,5	0,75	10,125			
26	Жилой дом, 9 эт.	90	2,16	194,63	0,2	38,93	224,06	68,26	234,23
	СТУ	3	5	13,5	0,75	10,125			
	Лифты	3	8	19,2	1,17	22,46			
27	Жилой дом, 10 эт.	100	1,95	195	0,2	39	206,7	50,8	212,85
	СТУ	1	5	5	0,75	3,75			
	Лифты	1	8	8	1,17	9,36			
28	Жилой дом, 5 эт.	100	1,95	195	0,2	39	213	52,5	219,37
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
29	Жилой дом, 5 эт.	40	3,3	132	0,2	26,4	176,07	58,94	185,67
	СТУ	3	5	13,5	0,75	10,125			
	Аптека	20	0,16	3,2	0,48	1,536			
	Супермаркет	150	0,25	37,5	0,75	28,13			
30	Жилой дом, 5 эт.	48	3,1	148,8	0,2	29,76	170,1	45,74	176,14
	СТУ	4	5	17	0,75	12,75			
	Продукт. магазин	40	0,25	10	0,75	7,5			
31	Жилой дом, 10 эт.	90	2,16	194,63	0,2	38,93	237,83	81,91	251,54
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
	Лифты	5	8	28	1,17	32,76			
32-	Гаражи	635	3	476,25	0,25	119,1	476,25	119,1	490,9

63									
64	Жилой дом, 9 эт.	210	1,82	382,2	0,2	76,44	417,7	111,5	432,33
	СТУ	4	5	17	0,75	12,75			
	Лифты	4	8	22,4	1,17	26,2			
65	Жилой дом, 9 эт.	210	1,82	382,2	0,2	76,44	417,7	111,5	432,33
	СТУ	4	5	17	0,75	12,75			
	Лифты	4	8	22,4	1,17	26,2			
66	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
67	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
68	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
69	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
70	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
71	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
72	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
73	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
74	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74

	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
75	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
76	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
77	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
78	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
79	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			
80	Жилой дом, 9 эт.	63	2,74	172,62	0,2	34,5	193,14	54,73	200,74
	СТУ	2	5	10	0,75	7,5			
	Лифты	2	8	12,8	1,17	14,98			

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчеты в ПВК MathCad 15

Расчет нагрузки распределительной сети 0,4 кВ

P1 := 18.4	P21 := 143.7	P64 := 417.7	
Q1 := 11.41	Q21 := 38.2	Q64 := 111.5	
P2 := 50	P22 := 28.13	P65 := 417.7	
Q2 := 28.5	Q22 := 7.03	Q65 := 111.5	
P3 := 241.74	P23 := 210.36	P66 := 193.14	
Q3 := 65.07	Q23 := 51.97	Q66 := 54.73	
P4 := 18	P24 := 221.67	P67 := 193.14	
Q4 := 4.5	Q24 := 51.01	Q67 := 54.73	
P5 := 216.68	P25 := 144.15	P68 := 193.14	
Q5 := 63.46	Q25 := 35.5	Q68 := 54.73	
P6 := 30	P26 := 224.06	P69 := 193.14	
Q6 := 26.1	Q26 := 68.26	Q69 := 54.73	
P7 := 648.4	P27 := 206.7	P70 := 193.14	
Q7 := 182.7	Q27 := 50.8	Q70 := 54.73	
P8 := 88.2	P28 := 213	P71 := 193.14	
Q8 := 17.64	Q28 := 52.5	Q71 := 54.73	
P9 := 24	P29 := 176.07	P72 := 193.14	
Q9 := 6	Q29 := 58.94	Q72 := 54.73	
P10 := 213	P30 := 170.1	P73 := 193.14	
Q10 := 52.5	Q30 := 45.74	Q73 := 54.73	
P11 := 228.14	P31 := 237.83	P74 := 193.14	
Q11 := 66.64	Q31 := 81.91	Q74 := 54.73	
P12 := 213.18	P32_63 := 476.25	P75 := 193.14	
Q12 := 51.77	Q32_63 := 111.5	Q75 := 54.73	
P13 := 180.15		P76 := 193.14	
Q13 := 42.71		Q76 := 54.73	
P14 := 213		P77 := 193.14	
Q14 := 52.5		Q77 := 54.73	
P15 := 98.5		P78 := 193.14	
Q15 := 22.18		Q78 := 54.73	
P16 := 214.12		P79 := 193.14	
Q16 := 58.95		Q79 := 54.73	
P17 := 309.06		P80 := 193.14	
Q17 := 89.78		Q80 := 54.73	
P18 := 179.7			
Q18 := 45.4			
P19 := 221.79			
Q19 := 67.79			
P20 := 99.15			
Q20 := 35.35			
		r ₃₅ := 1.01	x ₃₅ := 0.064
		r ₅₀ := 0.71	x ₃₅ := 0.062
		r ₇₀ := 0.42	x ₇₀ := 0.061
		r ₉₅ := 0.41	x ₉₅ := 0.06
		r ₁₂₀ := 0.3	x ₁₂₀ := 0.06
		r ₁₅₀ := 0.23	x ₁₅₀ := 0.06
		r ₁₈₅ := 0.2	x ₁₈₅ := 0.059

ТП 41М

ТП41 - 2

P_{л41_2} := P2 = 50

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{л41_2} := Q2 = 28.5$$

$$I_{л41_2} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л41_2}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л41_2}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 43.722$$

$$I_{па_л41_2} := \frac{\sqrt{(P_{л41_2})^2 + (Q_{л41_2})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 87.444$$

$$I_{доп_табл16} := 9k_4 := 0.92 \quad k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{загр.па} := 1.1$$

$$I_{доп_л41_2} := I_{доп_табл16} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 94.268$$

$$I_{па_л41_2} < I_{доп_л41_2} \text{Выбираем кабель марки АПВБШп}$$

сечением токопроводящей жилы 16 мм²

$$r_{16} := 1.01 \quad x_{16} := 0.064 \quad l_{41-2} := 0.12$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л41_2} \cdot r_{16} + Q_{л41_2} \cdot x_{16}) \cdot l_{41-2}}{0.38} = 16.523$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 4.348 \quad \%$$

ТП41 - 10

$$P_{л41_10} := P10 = 213$$

$$Q_{л41_10} := Q10 = 52.5$$

$$I_{л41_10} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л41_10}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л41_10}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 166.658$$

$$I_{па_л41_10} := \frac{\sqrt{(P_{л41_10})^2 + (Q_{л41_10})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 333.315$$

$$I_{доп_табл150} := 335$$

$$I_{доп_л41_10} := I_{доп_табл150} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 350.886$$

$$I_{па_л41_10} < I_{доп_л41_10} \text{Выбираем кабель марки АПВБШп}$$

сечением токопроводящей жилы 150 мм²

$$r_{150} := 0.23 \quad x_{150} := 0.06 \quad l_{41-10} := 0.072$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л41_10} \cdot r_{150} + Q_{л41_10} \cdot x_{150}) \cdot l_{41-10}}{0.38} = 9.879$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 2.6$$

ТП41 - 14

$$P_{л41_14} := P14 = 213$$

$$Q_{л41_14} := Q14 = 52.5$$

$$I_{л41_14} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л41_14}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л41_14}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 166.658$$

$$I_{па_л41_14} := \frac{\sqrt{(P_{л41_14})^2 + (Q_{л41_14})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 333.315$$

$$I_{доп_табл150} := 335$$

$$I_{доп_41_14} := I_{доп_табл150} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 350.886$$

$$I_{па_л41_14} < I_{доп_41_14} \text{ Выбираем кабель марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы } 150 \text{ мм}^2$$

$$l_{41-14} := 0.022$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л41_14} \cdot r_{150} + Q_{л41_14} \cdot x_{150}) \cdot l_{41-14}}{0.38} = 3.019$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 794.377 \times 10^{-3}$$

ТП41 - 15

$$P_{л41_15} := P15 = 98.5$$

$$Q_{л41_15} := Q15 = 22.18$$

$$I_{л41_15} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л41_15}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л41_15}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 76.703$$

$$I_{па_л41_15} := \frac{\sqrt{(P_{л41_15})^2 + (Q_{л41_15})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 153.407$$

$$I_{доп_табл50} := 175$$

$$I_{доп_41_15} := I_{доп_табл50} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 183.299$$

$$I_{па_л41_15} < I_{доп_41_15} \text{ Выбираем кабель марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы } 50 \text{ мм}^2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{41-15} := 0.025$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л41_15} \cdot r_{50} + Q_{л41_15} \cdot x_{50}) \cdot I_{41-15}}{0.38} = 4.601$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 1.211$$

ТП41 - 12

$$P_{л41_12} := P12 = 213.18$$

$$Q_{л41_12} := Q12 = 51.77$$

$$I_{л41_12} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л41_12}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л41_12}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 166.659$$

$$I_{па_л41_12} := \frac{\sqrt{(P_{л41_12})^2 + (Q_{л41_12})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 333.317$$

$$I_{доп_табл150} := 335$$

$$I_{доп_41_12} := I_{доп_табл150} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 350.886$$

$$I_{па_л41_12} < I_{доп_41_12} \text{ Выбираем кабель марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы } 150 \text{ мм}^2$$

$$I_{41-12} := 0.1$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л41_12} \cdot r_{150} + Q_{л41_12} \cdot x_{150}) \cdot I_{41-12}}{0.38} = 13.72$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 3.611$$

ТП41 - 13

$$P_{л41_13} := P13 = 180.15$$

$$Q_{л41_13} := Q13 = 42.71$$

$$I_{л41_13} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л41_13}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л41_13}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 140.652$$

$$I_{па_л41_13} := \frac{\sqrt{(P_{л41_13})^2 + (Q_{л41_13})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 281.305$$

$$I_{доп_табл120} := 295$$

$$I_{доп_41_13} := I_{доп_табл120} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 308.989$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчеты в ПВК MathCad 15

$I_{\text{па_л41_13}} < I_{\text{доп_41_13}}$ Выбираем кабель марки АПвБШп
сечением токопроводящей жилы 120 мм²

$$I_{41-13} := 0.048$$

$$\Delta U := \frac{(P_{\text{л41_13}} \cdot r_{120} + Q_{\text{л41_13}} \cdot x_{120}) \cdot I_{41-13}}{0.38} = 7.15$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 1.882$$

$$P_{41} := P_{\text{л41_10}} + P_{\text{л41_14}} + P_{\text{л41_15}} + P_{\text{л41_12}} + P_{\text{л41_13}} + P_{\text{л41_2}} = 967.83$$

$$Q_{41} := Q_{\text{л41_10}} + Q_{\text{л41_14}} + Q_{\text{л41_15}} + Q_{\text{л41_12}} + Q_{\text{л41_13}} + Q_{\text{л41_2}} = 250.16$$

$$S_{41\text{гр}} := \frac{\sqrt{(P_{41})^2 + (Q_{41})^2}}{2 \cdot 0.8} = 624.773$$

$$S_{41} := \sqrt{(P_{41})^2 + (Q_{41})^2}$$

Выбираем трансформатор ТМ630/10

$$k_{\text{зпа41}} := \frac{\sqrt{(P_{41})^2 + (Q_{41})^2}}{630} = 1.4917$$

$$\sqrt{(P_{41})^2 + (Q_{41})^2} = 999.637$$

$$k_{\text{з41}} := \frac{\sqrt{(P_{41})^2 + (Q_{41})^2}}{2 \cdot 630} = 0.7457$$

ТП 35М

ТП35 - 25

$$P_{\text{л35_25}} := P_{25} = 144.15$$

$$Q_{\text{л35_25}} := Q_{25} = 35.5$$

$$I_{\text{л35_25}} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{л35_25}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{л35_25}}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 112.782$$

$$I_{\text{па_л35_25}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{л35_25}})^2 + (Q_{\text{л35_25}})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 225.564$$

$$I_{\text{доп_табл95}} := 255$$

$$I_{\text{доп_35_25}} := I_{\text{доп_табл95}} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 267.092$$

$I_{\text{па_л35_25}} < I_{\text{доп_35_25}}$ Выбираем кабель марки АПвБШп
сечением токопроводящей жилы 95 мм²

$$I_{35-25} := 0.01$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\underline{\Delta U} := \frac{(P_{л35_25} \cdot r_{95} + Q_{л35_25} \cdot x_{95}) \cdot l_{35-25}}{0.38} = 1.611$$

$$\underline{\delta U} := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 424.041 \times 10^{-3}$$

ТП35 - 24

$$P_{л35_24} := P_{24} = 221.67$$

$$Q_{л35_24} := Q_{24} = 51.01$$

$$I_{л35_24} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л35_24}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л35_24}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 172.803$$

$$I_{па_л35_24} := \frac{\sqrt{(P_{л35_24})^2 + (Q_{л35_24})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 345.605$$

$$I_{доп_табл185} := 385$$

$$I_{доп_35_24} := I_{доп_табл185} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 403.257$$

$$I_{па_л35_24} < I_{доп_35_24} \text{ Выбираем кабель марки АПвБШп}$$

сечением токопроводящей жилы 185 мм²

$$l_{35-24} := 0.03$$

$$\underline{\Delta U} := \frac{(P_{л35_24} \cdot r_{185} + Q_{л35_24} \cdot x_{185}) \cdot l_{35-24}}{0.38} = 3.738$$

$$\underline{\delta U} := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 983.593 \times 10^{-3}$$

ТП35 - 20

$$P_{л35_20} := P_{20} = 99.15$$

$$Q_{л35_20} := Q_{20} = 35.35$$

$$I_{л35_20} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л35_20}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л35_20}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 79.968$$

$$I_{па_л35_20} := \frac{\sqrt{(P_{л35_20})^2 + (Q_{л35_20})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 159.936$$

$$I_{доп_35_20} := I_{доп_табл50} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 183.299$$

$$I_{па_л35_20} < I_{доп_35_20} \text{ Выбираем кабель марки АПвБШп}$$

сечением токопроводящей жилы 50 мм²

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{35-20} := 0.084$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л35_20} \cdot r_{50} + Q_{л35_20} \cdot x_{50}) \cdot I_{35-20}}{0.38} = 15.561$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 4.095$$

ТП35 - 23-22

$$P_{л35_23_22} := P_{23} + 0.9P_{22} = 235.677$$

$$Q_{л35_23_22} := Q_{23} + 0.9Q_{22} = 58.297$$

$$I_{л35_23_22} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л35_23_22}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л35_23_22}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 184.439$$

$$I_{па_л35_23_22} := \frac{\sqrt{(P_{л35_23_22})^2 + (Q_{л35_23_22})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 368.877$$

$$I_{доп_35_23_22} := I_{доп_табл185} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 403.257$$

$$I_{па_л35_23_22} < I_{доп_35_23_22} \text{ Выбираем кабель марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы 185 мм}^2$$

$$I_{35-23} := 0.11$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л35_23_22} \cdot r_{185} + Q_{л35_23_22} \cdot x_{185}) \cdot I_{35-23}}{0.38} = 14.64$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 3.853$$

ТП35 - 21

$$P_{л35_21} := P_{21} = 143.7$$

$$Q_{л35_21} := Q_{21} = 38.2$$

$$I_{л35_21} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л35_21}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л35_21}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 112.959$$

$$I_{па_л35_21} := \frac{\sqrt{(P_{л35_21})^2 + (Q_{л35_21})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 225.919$$

$$I_{доп_35_21} := I_{доп_табл95} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 267.092$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$I_{\text{па_л35_21}} < I_{\text{доп_35_21}}$ Выбираем кабель марки АПвБШп
сечением токопроводящей жилы 95 мм²

$$I_{35-21} := 0.17$$

$$\Delta U := \frac{(P_{\text{л35_21}} \cdot r_{95} + Q_{\text{л35_21}} \cdot x_{95}) \cdot I_{35-21}}{0.38} = 18.882$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 4.969$$

ТП35 - 31

$$P_{\text{л35_31}} := P_{31} = 237.83$$

$$Q_{\text{л35_31}} := Q_{31} = 81.91$$

$$I_{\text{л35_31}} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{л35_31}}}{4}\right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{л35_31}}}{4}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 95.547$$

$$I_{\text{па_л35_31}} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{л35_31}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{л35_31}}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 191.093$$

$$I_{\text{доп_35_31}} := I_{\text{доп_табл185}} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 403.257$$

$I_{\text{па_л35_31}} < I_{\text{доп_35_31}}$ Выбираем кабель марки АПвБШп
сечением токопроводящей жилы 150 мм²

$$I_{35-31} := 0.2$$

$$\Delta U := \frac{\left(\frac{P_{\text{л35_31}}}{2} \cdot r_{150} + \frac{P_{\text{л35_31}}}{2} \cdot x_{150}\right) \cdot I_{35-31}}{0.38} = 18.15$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 4.776$$

ТП35 - 29

$$P_{\text{л35_29}} := P_{29} = 176.07$$

$$Q_{\text{л35_29}} := Q_{29} = 58.94$$

$$I_{\text{л35_29}} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{л35_29}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{л35_29}}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 141.055$$

$$I_{\text{па_л35_29}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{л35_29}})^2 + (Q_{\text{л35_29}})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 282.11$$

$$I_{\text{доп_35_29}} := I_{\text{доп_табл120}} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 308.989$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчеты в ПВК MathCad 15

$I_{\text{па_л35_29}} < I_{\text{доп_35_29}}$ Выбираем кабель марки АПвБШп
сечением токопроводящей жилы 120 мм²

$$I_{35-29} := 0.087$$

$$\Delta U := \frac{(P_{\text{л35_29}} \cdot r_{120} + Q_{\text{л35_29}} \cdot x_{120}) \cdot I_{35-29}}{0.38} = 12.903$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 3.395$$

ТП35 - 30

$$P_{\text{л35_30}} := P_{30} = 170.1$$

$$Q_{\text{л35_30}} := Q_{30} = 45.74$$

$$I_{\text{л35_30}} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{л35_30}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{л35_30}}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 133.814$$

$$I_{\text{па_л35_30}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{л35_30}})^2 + (Q_{\text{л35_30}})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 365.5$$

$$I_{\text{доп_35_30}} := I_{\text{доп_табл185}} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 403.257$$

$I_{\text{па_л35_30}} < I_{\text{доп_35_30}}$ Выбираем кабель марки АПвБШп
сечением токопроводящей жилы 185 мм²

$$I_{35-29} := 0.11$$

$$\Delta U := \frac{(P_{\text{л35_30}} \cdot r_{185} + Q_{\text{л35_30}} \cdot x_{185}) \cdot I_{35-29}}{0.38} = 10.629$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 2.797$$

$$P_{35} := P_{\text{л35_25}} + P_{\text{л35_24}} + P_{\text{л35_20}} + P_{\text{л35_23_22}} + P_{\text{л35_21}} \dots = 1.428 \times 10^3$$

$$+ P_{\text{л35_31}} + P_{\text{л35_29}} + P_{\text{л35_30}}$$

$$Q_{35} := Q_{\text{л35_25}} + Q_{\text{л35_24}} + Q_{\text{л35_20}} + Q_{\text{л35_23_22}} \dots = 404.947$$

$$+ Q_{\text{л35_21}} + Q_{\text{л35_31}} + Q_{\text{л35_29}} + Q_{\text{л35_30}}$$

$$S_{35\text{гр}} := \frac{\sqrt{(P_{35})^2 + (Q_{35})^2}}{2 \cdot 0.8} = 927.9$$

$$S_{35} := \sqrt{(P_{35})^2 + (Q_{35})^2} = 1.485 \times 10^3$$

$$k_{\text{зпа35}} := \frac{\sqrt{(P_{35})^2 + (Q_{35})^2}}{1000} = 1.485$$

$$k_{35} := \frac{\sqrt{(P_{35})^2 + (Q_{35})^2}}{2 \cdot 1000} = 742.32 \times 10^{-3}$$

Выбираем трансформатор ТМ1000/10

ТП 52М

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

ТП52 - 26

$$P_{л52_26} := P26 = 224.06$$

$$Q_{л52_26} := Q26 = 68.26$$

$$I_{л52_26} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л52_26}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л52_26}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 177.941$$

$$I_{па_л52_26} := \frac{\sqrt{(P_{л52_26})^2 + (Q_{л52_26})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 355.882$$

$$I_{доп_52_26} := I_{доп_табл185} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 403.257$$

$$I_{па_л52_26} < I_{доп_52_26} \quad \text{Выбираем кабель марки АПВБШп сечением токопроводящей жилы 185 мм}^2$$

$$l_{35-26} := 0.011$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л52_26} \cdot r_{185} + Q_{л52_26} \cdot x_{185}) \cdot l_{35-26}}{0.38} = 1.414$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 0.372$$

ТП52 - 18

$$P_{л52_18} := P18 = 179.7$$

$$Q_{л52_18} := Q18 = 45.4$$

$$I_{л52_18} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л52_18}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л52_18}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 140.806$$

$$I_{па_л52_18} := \frac{\sqrt{(P_{л52_18})^2 + (Q_{л52_18})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 281.613$$

$$I_{доп_52_18} := I_{доп_табл120} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 308.989$$

$$I_{па_л52_18} < I_{доп_52_18} \quad \text{Выбираем кабель марки АПВБШп сечением токопроводящей жилы 120 мм}^2$$

$$l_{35-18} := 0.048$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л52_18} \cdot r_{120} + Q_{л52_18} \cdot x_{120}) \cdot l_{35-18}}{0.38} = 7.154$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 1.883$$

ТП52 - 16

$$P_{л52_16} := P16 = 214.12$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{л52_16} := Q16 = 58.95$$

$$I_{л52_16} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л52_16}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л52_16}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 168.718$$

$$I_{па_л52_16} := \frac{\sqrt{(P_{л52_16})^2 + (Q_{л52_16})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 337.436$$

$$I_{доп_52_16} := I_{доп_табл150} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 350.886$$

$$I_{па_л52_16} < I_{доп_52_16} \quad \text{Выбираем кабель марки АПвБШп}$$

сечением токопроводящей жилы 150 мм²

$$I_{35-16} := 0.14$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л52_16} \cdot r_{185} + Q_{л52_16} \cdot x_{185}) \cdot I_{35-16}}{0.38} = 17.059$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 4.489$$

ТП52 - 17

$$P_{л52_17} := P17 = 309.06$$

$$Q_{л52_17} := Q17 = 89.78$$

$$I_{л52_17} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л52_17}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л52_17}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 244.497$$

$$I_{па_л52_17} := \frac{\sqrt{(P_{л52_17})^2 + (Q_{л52_17})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 488.994$$

Так как послеаварийный ток оказался недопустимо большим, примем решение
запитать здание двумя кабелями

$$P_{л52_17.1} := P17 \cdot 0.5 = 154.53$$

$$Q_{л52_17.1} := Q17 \cdot 0.5 = 44.89$$

$$I_{доп_табл95} = 255$$

$$I_{л52_17.1} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л52_17.1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л52_17.1}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 122.248$$

$$I_{па_л52_17.1} := \frac{\sqrt{(P_{л52_17.1})^2 + (Q_{л52_17.1})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 244.497$$

$$I_{доп_52_17.1} := I_{доп_табл95} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 267.092$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{па_л52_17.1}} < I_{\text{доп_52_17.1}} \quad \text{Выбираем кабель марки АПвБШп} \\ \text{сечением токопроводящей жилы } 95 \text{ мм}^2$$

$$P_{\text{л52_17.2}} := P_{17} \cdot 0.5 = 154.53$$

$$Q_{\text{л52_17.2}} := Q_{17} \cdot 0.5 = 44.89$$

$$I_{\text{л52_17.2}} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{л52_17.2}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{л52_17.2}}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 122.248$$

$$I_{\text{па_л52_17.2}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{л52_17.2}})^2 + (Q_{\text{л52_17.2}})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 244.497$$

$$I_{\text{доп_52_17.2}} := I_{\text{доп_табл185}} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 403.257$$

$$I_{\text{па_л52_17.2}} < I_{\text{доп_52_17.2}} \quad \text{Выбираем кабель марки АПвБШп} \\ \text{сечением токопроводящей жилы } 185 \text{ мм}^2$$

$$I_{35-17} := 0.084$$

$$\Delta U := \frac{(P_{\text{л52_17.1}} \cdot r_{185} + Q_{\text{л52_17.1}} \cdot x_{185}) \cdot I_{35-17}}{0.38} = 7.417$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 1.952$$

ТП52 - 19

$$P_{\text{л52_19}} := P_{19} = 221.79$$

$$Q_{\text{л52_19}} := Q_{19} = 67.79$$

$$I_{\text{л52_19}} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{л52_19}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{л52_19}}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 238.284$$

$$I_{\text{па_л52_19}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{л52_19}})^2 + (Q_{\text{л52_19}})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 352.374$$

$$I_{\text{доп_52_19}} := I_{\text{доп_табл185}} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 403.257$$

$$I_{\text{па_л52_19}} < I_{\text{доп_52_19}} \quad \text{Выбираем кабель марки АПвБШп} \\ \text{сечением токопроводящей жилы } 185 \text{ мм}^2$$

$$I_{35-19} := 0.072$$

$$\Delta U := \frac{(P_{\text{л52_19}} \cdot r_{185} + Q_{\text{л52_19}} \cdot x_{185}) \cdot I_{35-19}}{0.38} = 9.162$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 2.411$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчеты в ПВК MathCad 15

$$P_{52} := P_{л52_26} + P_{л52_18} + P_{л52_17} + P_{л52_19} = 934.61$$

$$Q_{52} := Q_{л52_26} + Q_{л52_18} + Q_{л52_17} + Q_{л52_19} = 271.23$$

$$S_{52гр} := \frac{\sqrt{(P_{52})^2 + (Q_{52})^2}}{2 \cdot 0.8} = 608.232 \quad S_{52} := \sqrt{(P_{52})^2 + (Q_{52})^2}$$

$$k_{зпа52} := \frac{\sqrt{(P_{52})^2 + (Q_{52})^2}}{630} = 1.545$$

$$k_{з52} := \frac{\sqrt{(P_{52})^2 + (Q_{52})^2}}{2 \cdot 630} = 772.358 \times 10^{-3}$$

Выбираем трансформатор ТМ630/10

ТП-47М

ТП47 -11-9

$$P_{л47_11_9} := P_{11} + 0.9 \cdot P_9 = 249.74$$

$$Q_{л47_11_9} := Q_{11} + 0.9 \cdot Q_9 = 72.04$$

$$I_{л47_11_9} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л47_11_9}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л47_11_9}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 197.462$$

$$I_{па_л47_11_9} := \frac{\sqrt{(P_{л47_11_9})^2 + (Q_{л47_11_9})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 394.923$$

$$I_{доп_47_11_9} := I_{доп_табл185} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 403.257$$

$I_{па_л47_11_9} < I_{доп_47_11_9}$ Выбираем кабель марки АПвБШп
сечением токопроводящей жилы 185 мм²

$$I_{47-11} := 0.131$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л47_11_9} \cdot r_{185} + Q_{л47_11_9} \cdot x_{185}) \cdot I_{47-11}}{0.38} = 18.684$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 4.917$$

ТП47 -7

$$P_{л47_7} := P_7 = 648.4$$

$$Q_{л47_7} := Q_7 = 182.7$$

$$I_{л47_7} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л47_7}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л47_7}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 511.766$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{па_л47_7}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{л47_7}})^2 + (Q_{\text{л47_7}})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 1.024 \times 10^3$$

Так как послеаварийный ток оказался недопустимо большим, примем решение запитать здание четырьмя кабелями к разным секциям

$$P_{\text{л47_7.1}} := 0.25P7 = 162.1$$

$$Q_{\text{л47_7.1}} := 0.25 \cdot Q7 = 45.675$$

$$I_{\text{л47_7.1}} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{л47_7.1}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{л47_7.1}}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 127.942$$

$$I_{\text{па_л47_7.1}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{л47_7.1}})^2 + (Q_{\text{л47_7.1}})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 255.883$$

$$I_{\text{доп_47_7.1}} := I_{\text{доп_табл95}} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 267.092$$

$$I_{\text{па_л47_11_9}} < I_{\text{доп_47_11_9}} \quad \text{Выбираем кабель марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы 95 мм}^2$$

Марка и сечение других трех кабелей, питающих здание №7 будут аналогичны

$$I_{47-7} := 0.1$$

$$\Delta U := \frac{(P_{\text{л47_7.1}} \cdot r_{185} + Q_{\text{л47_7.1}} \cdot x_{185}) \cdot I_{47-7}}{0.38} = 9.241$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 2.432$$

ТП47-8

$$P_{\text{л47_8}} := P8 = 88.2$$

$$Q_{\text{л47_8}} := Q8 = 17.64$$

$$I_{\text{л47_8}} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{л47_8}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{л47_8}}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 68.332$$

$$I_{\text{па_л47_8}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{л47_8}})^2 + (Q_{\text{л47_8}})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 136.664$$

$$I_{\text{доп_табл70}} := 210$$

$$I_{\text{доп_47_8}} := I_{\text{доп_табл70}} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 219.958$$

$$I_{\text{па_л47_8}} < I_{\text{доп_47_8}} \quad \text{Выбираем кабель марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы 35 мм}^2$$

$$I_{47-8} := 0.16$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\Delta U := \frac{(P_{л47_8} \cdot r_{70} + Q_{л47_8} \cdot x_{70}) \cdot l_{47-8}}{0.38} = 16.051$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 4.224$$

Так как кабель сечением токопроводящей жилы 35 мм² не проходит проверку по потерям напряжения, увеличим сечение кабеля до 70 мм

ТП47 -5-6

$$P_{л47_5_6} := P5 + 0.9 \cdot P6 = 243.68$$

$$Q_{л47_5_6} := Q5 + 0.9 \cdot Q6 = 86.95$$

$$I_{л47_5_6} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л47_5_6}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л47_5_6}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 196.554$$

$$I_{па_л47_5_6} := \frac{\sqrt{(P_{л47_5_6})^2 + (Q_{л47_5_6})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 393.108$$

$$I_{доп_47_5_6} := I_{доп_табл185} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 403.257$$

$I_{па_л47_5_6} < I_{доп_47_5_6}$ Выбираем кабель марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы 185 мм²

$$l_{47-5} := 0.049$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л47_5_6} \cdot r_{95} + Q_{л47_5_6} \cdot x_{95}) \cdot l_{47-5}}{0.38} = 13.556$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 3.567$$

ТП47 -4-1

$$P_{л47_4_1} := P1 + 0.9P4 = 34.6$$

$$Q_{л47_4_1} := 0.9 \cdot Q4 + Q1 = 15.46$$

$$I_{л47_4_1} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л47_4_1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л47_4_1}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 28.79$$

$$I_{па_л47_4_1} := \frac{\sqrt{(P_{л47_4_1})^2 + (Q_{л47_4_1})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 57.58$$

$$I_{доп_47_4_1} := I_{доп_табл35} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = \blacksquare$$

$I_{па_л47_4_1} < I_{доп_47_4_1}$ Выбираем кабель марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы 35 мм²

$$l_{47-1} := 0.131$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\Delta U := \frac{(P_{л47_4_1} \cdot r_{35} + Q_{л47_4_1} \cdot x_{35}) \cdot l_{47-1}}{0.38} = 12.378$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 3.257$$

ТП47 -3

$$P_{л47_3} := P_3 = 241.74$$

$$Q_{л47_3} := Q_3 = 65.07$$

$$I_{л47_3} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л47_3}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л47_3}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 190.185$$

$$I_{па_л47_3} := \frac{\sqrt{(P_{л47_3})^2 + (Q_{л47_3})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 380.37$$

$$I_{доп_47_3} := I_{доп_табл185} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 403.257$$

$$I_{па_л47_3} < I_{доп_47_3} \quad \text{Выбираем кабель марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы 185 мм}^2$$

$$l_{47-3} := 0.081$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л47_3} \cdot r_{185} + Q_{л47_3} \cdot x_{185}) \cdot l_{47-3}}{0.38} = 11.124$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 2.927$$

$$P_{47} := P_{л47_11_9} + P_{л47_7} + P_{л47_8} + P_{л47_5_6} + P_{л47_4_1} + P_{л47_3} = 1.506 \times 10^3$$

$$Q_{47} := Q_{л47_11_9} + Q_{л47_7} + Q_{л47_8} + Q_{л47_5_6} + Q_{л47_4_1} + Q_{л47_3} = 439.86$$

$$S_{47гр} := \frac{\sqrt{(P_{47})^2 + (Q_{47})^2}}{2 \cdot 0.8} = 980.792$$

$$S_{47} := \sqrt{(P_{47})^2 + (Q_{47})^2} = 1.569 \times 10^3$$

$$k_{зпа47} := \frac{\sqrt{(P_{47})^2 + (Q_{47})^2}}{1000} = 1.569$$

$$k_{з47} := \frac{\sqrt{(P_{47})^2 + (Q_{47})^2}}{2 \cdot 1000} = 784.633 \times 10^{-3}$$

Выбираем трансформатор ТМ1000/10

ТП-1

ТП1 -27

$$P_{л1_27} := P_{27} = 206.7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{л1_27} := Q_{27} = 50.8$$

$$I_{л1_27} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л1_27}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л1_27}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 161.702 \quad \sqrt{(P_{л1_27})^2 + (Q_{л1_27})^2} = 212.851$$

$$I_{па_л1_27} := \frac{\sqrt{(P_{л1_27})^2 + (Q_{л1_27})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 323.403$$

$$I_{доп_1_27} := I_{доп_табл150} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 350.886$$

$$I_{па_л1_27} < I_{доп_47_3} \quad \text{Выбираем кабель марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы 150 мм}^2$$

$$l_{27} := 0.025$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л1_27} \cdot r_{150} + Q_{л1_27} \cdot x_{150}) \cdot l_{27}}{0.38} = 3.328$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 0.876$$

ТП1 -64

$$P_{л1_64} := P_{64} = 417.7$$

$$Q_{л1_64} := Q_{64} = 111.5$$

$$I_{л1_64} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л1_64}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л1_64}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 328.435$$

$$I_{па_л1_64} := \frac{\sqrt{(P_{л1_64})^2 + (Q_{л1_64})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 656.87$$

$$P_{л1_64.1} := 0.5P_{64} = 208.85$$

$$Q_{л1_64.1} := 0.5Q_{64} = 55.75$$

$$I_{л1_64.1} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л1_64.1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л1_64.1}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 164.218$$

$$I_{па_л1_64.1} := \frac{\sqrt{(P_{л1_64.1})^2 + (Q_{л1_64.1})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 328.435$$

$$I_{доп_1_64.1} := I_{доп_табл150} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 350.886$$

$$I_{па_л1_64.1} < I_{доп_1_64.1} \quad \text{Выбираем 2 четырехжильных кабеля марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы 150 мм}^2$$

$$l_{64} := 0.09$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\Delta U := \frac{(P_{л1_64} \cdot r_{150} + Q_{л1_64} \cdot x_{150}) \cdot l_{64}}{0.38} = 12.169$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 3.202$$

ТП1 -65

$$P_{л1_65} := P_{65} = 417.7$$

$$Q_{л1_65} := Q_{65} = 111.5$$

$$I_{л1_65} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л1_65}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л1_65}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 328.435$$

$$I_{па_л1_65} := \frac{\sqrt{(P_{л1_65})^2 + (Q_{л1_65})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 656.87$$

Расчет кабельных линий, питающих здание № 65 аналогичен зданию № 64. Выбираем 2 четырехжильных кабеля марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы 150 мм²

$$l_{65} := 0.068$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л1_64} \cdot r_{150} + P_{л1_64} \cdot x_{150}) \cdot l_{65}}{0.38} = 10.838$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 2.852$$

$$P_1 := P_{л1_27} + P_{л1_64} + P_{л1_65} = 1.042 \times 10^3$$

$$Q_1 := Q_{л1_27} + Q_{л1_64} + Q_{л1_65} = 273.8$$

$$S_{1тр} := \frac{\sqrt{(P_1)^2 + (Q_1)^2}}{2 \cdot 0.8} = 673.418$$

$$k_{зпа1} := \frac{\sqrt{(P_1)^2 + (Q_1)^2}}{630} = 1.423$$

$$k_{зл} := \frac{\sqrt{(P_1)^2 + (Q_1)^2}}{2 \cdot 630} = 0.711$$

$$S_1 := \sqrt{(P_1)^2 + (Q_1)^2} = 1.077 \times 10^3$$

Выбираем трансформатор ТМ630/10

ТП-2

ТП2 -66

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$P_{л2_66} := P66 = 193.14$$

$$Q_{л2_66} := Q66 = 54.73$$

$$I_{л2_66} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л2_66}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л2_66}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$I_{па_л2_66} := \frac{\sqrt{(P_{л1_64.1})^2 + (Q_{л1_64.1})^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 328.435$$

$$I_{доп_2_66} := I_{доп_табл150} \cdot k_4 \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{загр.па} = 350.886$$

$$I_{па_л2_66} < I_{доп_2_66} \quad \text{Выбираем 2 четырехжильных кабеля марки АПвБШп сечением токопроводящей жилы 150 мм}^2$$

$$I_{66} := 0.021$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л2_66} \cdot r_{150} + Q_{л2_66} \cdot x_{150}) \cdot I_{66}}{0.38} = 2.636$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 0.694$$

ТП2 -69

$$P_{л2_69} := P69 = 193.14$$

$$Q_{л2_69} := Q69 = 54.73$$

$$I_{л2_69} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л2_69}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л2_69}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$I_{69} := 0.096$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л2_66} \cdot r_{150} + Q_{л2_66} \cdot x_{150}) \cdot I_{69}}{0.38} = 12.052$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 3.172$$

ТП2 -67

$$P_{л2_67} := P67 = 193.14$$

$$Q_{л2_67} := Q67 = 54.73$$

$$I_{л2_67} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л2_67}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л2_67}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{67} := 0.053$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л2_66} \cdot r_{150} + Q_{л2_66} \cdot x_{150}) \cdot I_{67}}{0.38} = 6.654$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 1.751$$

ТП2 -68

$$P_{л2_68} := P_{68} = 193.14$$

$$Q_{л2_68} := Q_{68} = 54.73$$

$$I_{л2_68} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л2_68}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л2_68}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$I_{67} := 0.108$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л2_66} \cdot r_{150} + Q_{л2_66} \cdot x_{150}) \cdot I_{67}}{0.38} = 13.559$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 3.568$$

$$P_2 := P_{л2_66} + P_{л2_69} + P_{л2_67} + P_{л2_68} = 772.56$$

$$Q_2 := Q_{л2_66} + Q_{л2_66} + Q_{л2_67} + Q_{л2_68} = 218.92$$

$$S_{2гр} := \frac{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}}{2 \cdot 0.8} = 501.862$$

$$S_2 := \sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2} = 802.979$$

$$k_{зпа2} := \frac{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}}{630} = 1.275$$

$$k_{з2} := \frac{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}}{2 \cdot 630} = 637.285 \times 10^{-3}$$

Выбираем трансформатор ТМ630/10

ТП-3

ТП3 -71

$$P_{л3_71} := P_{71} = 193.14$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{л3_71} := Q71 = 54.73$$

$$I_{л3_71} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л3_71}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л3_71}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$l_{71} := 0.02$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л3_71} \cdot r_{150} + Q_{л3_71} \cdot x_{150}) \cdot l_{71}}{0.38} = 2.511$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 0.661$$

ТПЗ -70

$$P_{л3_70} := P70 = 193.14$$

$$Q_{л3_70} := Q70 = 54.73$$

$$I_{л3_70} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л3_70}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л3_70}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$l_{70} := 0.094$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л3_70} \cdot r_{150} + Q_{л3_70} \cdot x_{150}) \cdot l_{70}}{0.38} = 11.801$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 3.106$$

ТПЗ-74

$$P_{л3_74} := P74 = 193.14$$

$$Q_{л3_74} := Q74 = 54.73$$

$$I_{л3_74} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л3_74}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л3_74}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$l_{74} := 0.034$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л3_74} \cdot r_{150} + Q_{л3_74} \cdot x_{150}) \cdot l_{74}}{0.38} = 4.268$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 1.123$$

$$P_3 := P_{л3_71} + P_{л3_70} + P_{л3_74} = 579.42$$

$$Q_3 := Q_{л3_71} + Q_{л3_70} + Q_{л3_74} = 164.19$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$S_{3тр} := \frac{\sqrt{(P_3)^2 + (Q_3)^2}}{2 \cdot 0.8} = 376.396 \quad S_3 := \sqrt{(P_3)^2 + (Q_3)^2} = 602.234$$

$$k_{за3} := \frac{\sqrt{(P_3)^2 + (Q_3)^2}}{400} = 1.506$$

$$k_{з3} := \frac{\sqrt{(P_3)^2 + (Q_3)^2}}{2 \cdot 400} = 752.793 \times 10^{-3}$$

Выбираем трансформатор ТМ400/10

ТП-4

ТП4 -76

$$P_{л4_76} := P76 = 193.14$$

$$Q_{л4_76} := Q76 = 54.73$$

$$I_{л4_76} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л4_76}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л4_76}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$l_{76} := 0.086$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л4_76} \cdot r_{150} + Q_{л4_76} \cdot x_{150}) \cdot l_{76}}{0.38} = 10.797$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 2.841$$

ТП4 -79

$$P_{л4_79} := P79 = 193.14$$

$$Q_{л4_79} := Q79 = 54.73$$

$$I_{л4_79} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л4_79}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л4_79}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$l_{79} := 0.019$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л4_76} \cdot r_{150} + Q_{л4_76} \cdot x_{150}) \cdot l_{79}}{0.38} = 2.385$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 0.628$$

ТП4 -80

$$P_{л4_80} := P80 = 193.14$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{л4_80} := Q_{80} = 54.73$$

$$I_{л4_73} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л4_80}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л4_80}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 207.504$$

$$I_{80} := 0.036$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л4_76} \cdot r_{150} + Q_{л4_76} \cdot x_{150}) \cdot I_{80}}{0.38} = 4.52$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 1.189$$

ТП4 -77

$$P_{л4_77} := P_{77} = 193.14$$

$$Q_{л4_77} := Q_{77} = 54.73$$

$$I_{л4_77} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л4_77}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л4_77}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$I_{77} := 0.084$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л4_76} \cdot r_{150} + Q_{л4_76} \cdot x_{150}) \cdot I_{77}}{0.38} = 10.546$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 2.775$$

$$P_4 := P_{л4_76} + P_{л4_79} + P_{л4_80} + P_{л4_77} = 772.56$$

$$Q_4 := Q_{л4_76} + Q_{л4_79} + Q_{л4_80} + Q_{л4_77} = 218.92$$

$$S_{4гр} := \frac{\sqrt{(P_4)^2 + (Q_4)^2}}{2 \cdot 0.8} = 501.862$$

$$S_4 := \sqrt{(P_4)^2 + (Q_4)^2} = 802.979$$

$$k_{зпа4} := \frac{\sqrt{(P_4)^2 + (Q_4)^2}}{630} = 1.275$$

$$k_{з4} := \frac{\sqrt{(P_4)^2 + (Q_4)^2}}{2 \cdot 630} = 637.285 \times 10^{-3}$$

Выбираем трансформатор ТМ630/10

ТП-5

ТП5 -78

$$P_{л5_78} := P_{78} = 193.14$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{л5_78} := Q78 = 54.73$$

$$I_{л2_78} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л5_78}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л5_78}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$l_{78} := 0.074$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л4_76} \cdot r_{150} + Q_{л4_76} \cdot x_{150}) \cdot l_{78}}{0.38} = 9.29$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 2.445$$

ТП5 -75

$$P_{л5_75} := P75 = 193.14$$

$$Q_{л5_75} := Q75 = 54.73$$

$$I_{л2_75} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л5_75}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л5_75}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$l_{75} := 0.017$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л4_76} \cdot r_{150} + Q_{л4_76} \cdot x_{150}) \cdot l_{75}}{0.38} = 2.134$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 0.562$$

ТП5 -72

$$P_{л5_72} := P72 = 193.14$$

$$Q_{л5_72} := Q72 = 54.73$$

$$I_{л2_72} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л5_72}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л5_72}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$l_{72} := 0.0241$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л4_76} \cdot r_{150} + Q_{л4_76} \cdot x_{150}) \cdot l_{72}}{0.38} = 3.026$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 0.796$$

ТП5 -73

$$P_{л5_73} := P73 = 193.14$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{л5_73} := Q_{73} = 54.73$$

$$I_{л2_73} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{л5_73}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{л5_73}}{2}\right)^2}}{1.732 \cdot 0.38} = 152.504$$

$$l_{73} := 0.031$$

$$\Delta U := \frac{(P_{л4_76} \cdot r_{150} + Q_{л4_76} \cdot x_{150}) \cdot l_{73}}{0.38} = 3.892$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{380} = 1.024$$

$$P_5 := P_{л5_75} + P_{л5_78} + P_{л5_72} + P_{л5_73} = 772.56$$

$$Q_5 := Q_{л5_75} + Q_{л5_78} + Q_{л5_72} + Q_{л5_73} = 218.92$$

$$S_{5гр} := \frac{\sqrt{(P_5)^2 + (Q_5)^2}}{2 \cdot 0.8} = 501.862$$

$$S_5 := \sqrt{(P_5)^2 + (Q_5)^2} = 802.979$$

$$k_{зпа5} := \frac{\sqrt{(P_5)^2 + (Q_5)^2}}{630} = 1.275$$

$$k_{з5} := \frac{\sqrt{(P_5)^2 + (Q_5)^2}}{2 \cdot 630} = 637.285 \times 10^{-3}$$

Выбираем трансформатор ТМ630/10

Потери в трансформаторах:

$$P_{xx1000} := 1.4 \quad P_{xx630} := 1.0 \quad P_{xx400} := 0.74$$

$$P_{к1000} := 10.5 \quad P_{к630} := 8.2 \quad P_{к400} := 6.0$$

$$I_{xx1000} := 0.5 \quad I_{xx630} := 0.5 \quad I_{xx400} := 1$$

$$u_{к1000} := 5.5 \quad u_{к630} := 5.5 \quad u_{к400} := 5.5$$

ТП – 41м

$$P_{пот41} := \left[\frac{P_{к630} \cdot \left(\frac{S_{41}}{2}\right)^2}{630^2} + P_{xx630} \right] \cdot 2 = 12.323$$

$$Q_{пот41} := \left[\frac{u_{к630} \cdot \left(\frac{S_{41}}{2}\right)^2}{630 \cdot 100} + \frac{(I_{xx630} \cdot 630)}{100} \right] \cdot 2 = 113.794$$

$$P_{41_ВН} := P_{41} + P_{пот41} = 980.153 \quad \text{кВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{41_ВН} := Q_{41} + Q_{\text{пот}41} = 363.954 \quad \text{квар}$$

$$S_{41ВН} := \sqrt{(P_{41_ВН})^2 + (Q_{41_ВН})^2} = 1.046 \times 10^3$$

ТП – 35М

$$P_{\text{пот}35} := \left[\frac{P_{\text{к}1000} \cdot \left(\frac{S_{35}}{2} \right)^2}{1000^2} + P_{\text{хх}1000} \right] \cdot 2 = 14.372$$

$$Q_{\text{пот}35} := \left[\frac{u_{\text{к}1000} \cdot \left(\frac{S_{35}}{2} \right)^2}{1000 \cdot 100} + \frac{(I_{\text{хх}1000} \cdot 1000)}{100} \right] \cdot 2 = 70.614$$

$$P_{35_ВН} := P_{35} + P_{\text{пот}35} = 1.443 \times 10^3 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{35_ВН} := Q_{35} + Q_{\text{пот}35} = 475.561 \quad \text{квар}$$

$$S_{35ВН} := \sqrt{(P_{35_ВН})^2 + (Q_{35_ВН})^2} = 1.519 \times 10^3$$

ТП – 52М

$$P_{\text{пот}52} := \left[\frac{P_{\text{к}630} \cdot \left(\frac{S_{52}}{2} \right)^2}{630^2} + P_{\text{хх}630} \right] \cdot 2 = 11.783$$

$$Q_{\text{пот}52} := \left[\frac{u_{\text{к}630} \cdot \left(\frac{S_{52}}{2} \right)^2}{630 \cdot 100} + \frac{(I_{\text{хх}630} \cdot 630)}{100} \right] \cdot 2 = 47.64$$

$$P_{52_ВН} := P_{52} + P_{\text{пот}52} = 946.393 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{52_ВН} := Q_{52} + Q_{\text{пот}52} = 318.87 \quad \text{квар}$$

$$S_{52ВН} := \sqrt{(P_{52_ВН})^2 + (Q_{52_ВН})^2} = 998.668$$

ТП – 47М

$$P_{\text{пот}47} := \left[\frac{P_{\text{к}1000} \cdot \left(\frac{S_{47}}{2} \right)^2}{1000^2} + P_{\text{хх}1000} \right] \cdot 2 = 15.729$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{\text{пот47}} := \left[\frac{u_{\text{к1000}} \cdot \left(\frac{S_{47}}{2} \right)^2}{1000 \cdot 100} + \frac{(I_{\text{хх1000}} \cdot 1000)}{100} \right] \cdot 2 = 77.721$$

$$P_{47_ВН} := P_{47} + P_{\text{пот47}} = 1.52209 \times 10^3 \text{ кВт}$$

$$Q_{47_ВН} := Q_{47} + Q_{\text{пот47}} = 517.581 \text{ квар}$$

$$S_{47ВН} := \sqrt{(P_{47_ВН})^2 + (Q_{47_ВН})^2} = 1.608 \times 10^3$$

ТП1

$$P_{\text{пот1}} := \left[\frac{P_{\text{к630}} \cdot \left(\frac{S_1}{2} \right)^2}{630^2} + P_{\text{хх630}} \right] \cdot 2 = 13.993$$

$$Q_{\text{пот1}} := \left[\frac{u_{\text{к630}} \cdot \left(\frac{S_1}{2} \right)^2}{630 \cdot 100} + \frac{(I_{\text{хх630}} \cdot 630)}{100} \right] \cdot 2 = 56.976$$

$$P_{1_ВН} := P_1 + P_{\text{пот1}} = 1.0561 \times 10^3$$

$$Q_{1_ВН} := Q_1 + Q_{\text{пот1}} = 330.776$$

$$S_{1_ВН} := \sqrt{(P_{1_ВН})^2 + (Q_{1_ВН})^2} = 1.107 \times 10^3$$

ТП2

$$P_{\text{пот2}} := \left[\frac{P_{\text{к630}} \cdot \left(\frac{S_2}{2} \right)^2}{630^2} + P_{\text{хх630}} \right] \cdot 2 = 8.661$$

$$Q_{\text{пот2}} := \left[\frac{u_{\text{к630}} \cdot \left(\frac{S_2}{2} \right)^2}{630 \cdot 100} + \frac{(I_{\text{хх630}} \cdot 630)}{100} \right] \cdot 2 = 34.445$$

$$P_{2_ВН} := P_2 + P_{\text{пот2}} = 781.221$$

$$Q_{2_ВН} := Q_2 + Q_{\text{пот2}} = 253.365$$

$$S_{2_ВН} := \sqrt{(P_{2_ВН})^2 + (Q_{2_ВН})^2} = 821.279$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

ТПЗ

$$P_{\text{пот3}} := \left[\frac{P_{\text{к400}} \cdot \left(\frac{S_3}{2} \right)^2}{400^2} + P_{\text{хх400}} \right] \cdot 2 = 8.28$$

$$Q_{\text{пот3}} := \left[\frac{u_{\text{к400}} \cdot \left(\frac{S_3}{2} \right)^2}{400 \cdot 100} + \frac{(I_{\text{хх400}} \cdot 400)}{100} \right] \cdot 2 = 32.935$$

$$P_{3_ВН} := P_3 + P_{\text{пот3}} = 587.7$$

$$Q_{3_ВН} := Q_3 + Q_{\text{пот3}} = 197.125$$

$$S_{3_ВН} := \sqrt{(P_{3_ВН})^2 + (Q_{3_ВН})^2} = 619.879$$

ТП4

$$P_{\text{пот4}} := \left[\frac{P_{\text{к630}} \cdot \left(\frac{S_4}{2} \right)^2}{630^2} + P_{\text{хх630}} \right] \cdot 2 = 8.661$$

$$Q_{\text{пот4}} := \left[\frac{u_{\text{к630}} \cdot \left(\frac{S_4}{2} \right)^2}{630 \cdot 100} + \frac{(I_{\text{хх630}} \cdot 630)}{100} \right] \cdot 2 = 34.445$$

$$P_{4_ВН} := P_4 + P_{\text{пот4}} = 781.221$$

$$Q_{4_ВН} := Q_4 + Q_{\text{пот4}} = 253.365$$

$$S_{4_ВН} := \sqrt{(P_{4_ВН})^2 + (Q_{4_ВН})^2} = 821.279$$

ТП5

$$P_{\text{пот5}} := \left[\frac{P_{\text{к630}} \cdot \left(\frac{S_5}{2} \right)^2}{630^2} + P_{\text{хх630}} \right] \cdot 2 = 8.661$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{\text{пот5}} := \left[\frac{u_{\text{к630}} \cdot \left(\frac{S_5}{2} \right)^2}{630 \cdot 100} + \frac{(I_{\text{хх630}} \cdot 630)}{100} \right] \cdot 2 = 34.445$$

$$P_{5_ВН} := P_5 + P_{\text{пот5}} = 781.221$$

$$Q_{5_ВН} := Q_5 + Q_{\text{пот5}} = 253.365$$

$$S_{5_ВН} := \sqrt{(P_{5_ВН})^2 + (Q_{5_ВН})^2} = 821.279$$

Расчет электрических нагрузок РП

$$k_{\text{уч}} := 0.8$$

$$P_{\text{РП}} := k_{\text{уч}} \cdot \left(P_{41_ВН} + P_{35_ВН} + P_{52_ВН} + P_{47_ВН} + P_{1_ВН} \dots \right) = 7.103 \times 10^3$$

$$Q_{\text{РП}} := k_{\text{уч}} \cdot \left(Q_{41_ВН} + Q_{35_ВН} + Q_{52_ВН} + Q_{47_ВН} \dots \right) = 2.371 \times 10^3$$

$$S_{\text{РП}} := \sqrt{(P_{\text{РП}})^2 + (Q_{\text{РП}})^2} = 7.488 \times 10^3$$

Выбор сечений жил кабелей 10 кВ

Рассмотрим участок РП-ТП41-ТП35-ТП52

$$P_{52_ВН} = 946.393$$

$$Q_{52_ВН} = 318.87$$

ТП35 – ТП52

$$S_{52_ВН} := \sqrt{(P_{52_ВН})^2 + (Q_{52_ВН})^2} = 998.668$$

$$I_{\text{р10}_35_52} := \frac{S_{52_ВН}}{1.732 \cdot 10 \cdot 2} = 28.83$$

$$J_{\text{ЭК}} := 1.7$$

$$F_{\text{Э}} := \frac{I_{\text{р10}_35_52}}{J_{\text{ЭК}}} = 16.959$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг сечением
токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{\text{па10}_35_52} := \frac{S_{52_ВН}}{1.732 \cdot 10} = 57.66$$

$$I_{\text{доп.табл.70}} := 21 \text{ кА} := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{\text{загр.табл}} := 1.1$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{доп_10_35_52}} := I_{\text{доп_табл70}} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 239.085 \quad P_{52_ВН} = 946.393$$

$$I_{\text{па10_35_52}} < I_{\text{доп_10_35_52}} \quad r_{70} = 420 \times 10^{-3}$$

$$L_{10_35_52} := 0.072 \quad Q_{52_ВН} = 318.87$$

$$\Delta U := \frac{(P_{52_ВН} \cdot r_{70} + Q_{52_ВН} \cdot x_{70}) \cdot L_{10_35_52}}{10} = 3.002 \quad x_{70} = 61 \times 10^{-3}$$

$$L_{10_35_52} = 72 \times 10^{-3}$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 30.019 \% 0^{-3}$$

Потери в линии

$$P_{\text{пот35_52}} := \frac{(P_{52_ВН}^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_35_52} + Q_{52_ВН}^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_35_52}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.302$$

$$Q_{\text{пот35_52}} := \frac{(P_{52_ВН}^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_35_52} + Q_{52_ВН}^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_35_52}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.044$$

$$S_{\text{пот35_52}} := \sqrt{(P_{\text{пот35_52}})^2 + (Q_{\text{пот35_52}})^2} = 304.759 \times 10^{-3}$$

ТП41 – ТП35

$$S_{35_ВН} := \sqrt{(P_{35_ВН})^2 + (Q_{35_ВН})^2} = 1.519 \times 10^3$$

$$I_{\text{р10_41_35}} := \frac{S_{35_ВН} + S_{52_ВН} + S_{\text{пот35_52}}}{1.732 \cdot 10 \cdot 2} = 72.692$$

$$J_{\text{жв}} := 1.7$$

$$F_{\text{жв}} := \frac{I_{\text{р10_41_35}}}{J_{\text{жв}}} = 42.76$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг сечением
токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{\text{па10_41_35}} := \frac{S_{35_ВН} + S_{52_ВН} + S_{\text{пот35_52}}}{1.732 \cdot 10} = 145.384$$

$$I_{\text{доп_табл70}} := 21 \quad k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{\text{загр.па}} := 1.1$$

$$I_{\text{доп_10_41_35}} := I_{\text{доп_табл70}} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 239.085$$

$$I_{\text{па10_41_35}} < I_{\text{доп_10_41_35}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\Delta U := \frac{\left[(P_{35_ВН} + P_{52_ВН} + P_{\text{пот}35_52}) \cdot r_{70} \dots + (Q_{35_ВН} + Q_{52_ВН} + Q_{\text{пот}35_52}) \cdot x_{70} \right] \cdot L_{10_41_35}}{10} = 26.3$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 263.004 \% 10^{-3}$$

$$P_{\text{пот}41_35} := \frac{\left[(P_{35_ВН} + P_{52_ВН} + P_{\text{пот}35_52})^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_41_35} \dots + (Q_{35_ВН} + Q_{52_ВН} + Q_{\text{пот}35_52})^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_41_35} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 6.658$$

$$Q_{\text{пот}41_35} := \frac{\left[(P_{35_ВН} + P_{52_ВН} + P_{\text{пот}35_52})^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_41_35} \dots + (Q_{35_ВН} + Q_{52_ВН} + Q_{\text{пот}35_52})^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_41_35} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.967$$

$$S_{\text{пот}41_35} := \sqrt{(P_{\text{пот}41_35})^2 + (Q_{\text{пот}41_35})^2} = 6.727$$

РП – ТП41

$$S_{41_ВН} := \sqrt{(P_{41_ВН})^2 + (Q_{41_ВН})^2} = 1.046 \times 10^3$$

$$I_{p10_РП_41} := \frac{S_{35_ВН} + S_{52_ВН} + S_{\text{пот}35_52} + S_{41_ВН} + S_{\text{пот}41_35}}{1.732 \cdot 10 \cdot 2} = 103.069$$

$$J_{\text{ЭК}} := 1.7$$

$$F_{\text{ЭК}} := \frac{I_{p10_РП_41}}{J_{\text{ЭК}}} = 60.629$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг сечением
токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{\text{па}10_РП_41} := \frac{S_{35_ВН} + S_{52_ВН} + S_{\text{пот}35_52} + S_{41_ВН} + S_{\text{пот}41_35}}{1.732 \cdot 10} = 206.139$$

$$I_{\text{доп_табл}70} := 210 \quad k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{\text{загр.па}} := 1.1$$

$$I_{\text{доп}10_РП_41} := I_{\text{доп_табл}70} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 239.085$$

$$I_{\text{па}10_РП_41} < I_{\text{доп}10_РП_41}$$

$$L_{10_РП_41} := 0.055$$

$$\Delta U := \frac{\left[(P_{35_ВН} + P_{52_ВН} + P_{41_ВН} + P_{\text{пот}35_52} + P_{\text{пот}41_35}) \cdot r_{70} \dots + (Q_{35_ВН} + Q_{52_ВН} + Q_{\text{пот}35_52} + Q_{41_ВН} + Q_{\text{пот}41_35}) \cdot x_{70} \right] \cdot L_{10_РП_41}}{10} = 8.188$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 81.881 \times 10^{-3}$$

$$P_{RP_41} := P_{35_ВН} + P_{52_ВН} + P_{пот35_52} + P_{41_ВН} + P_{пот41_35} = 3.376 \times 10^3$$

$$Q_{RP_41} := Q_{35_ВН} + Q_{52_ВН} + Q_{пот35_52} + Q_{41_ВН} + Q_{пот41_35} = 1.159 \times 10^3$$

Потери в линии

$$P_{потRP_41} := \frac{\left[(P_{RP_41})^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_RP_41} + (Q_{RP_41})^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_RP_41} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 2.944$$

$$Q_{потRP_41} := \frac{\left[(Q_{RP_41})^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_RP_41} + (P_{RP_41})^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_RP_41} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.09$$

$$S_{потRP_41} := \sqrt{(P_{потRP_41})^2 + (Q_{потRP_41})^2} = 2.945$$

Рассмотрим участок РП-ТП47

РП – ТП47

$$S_{47_ВН} := \sqrt{(P_{47_ВН})^2 + (Q_{47_ВН})^2} = 1.608 \times 10^3$$

$$I_{p10_RP_47} := \frac{S_{47_ВН}}{1.732 \cdot 10 \cdot 2} = 46.411$$

$$J_{\text{жкв}} := 1.7$$

$$F_{\text{жкв}} := \frac{I_{p10_RP_47}}{J_{\text{жкв}}} = 27.301$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг сечением
токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{па10_RP_47} := \frac{S_{47_ВН}}{1.732 \cdot 10} = 92.822$$

$$I_{\text{доп_табл70}} := 210 \quad k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{\text{загр.па}} := 1.1$$

$$I_{\text{доп_10_RP_47}} := I_{\text{доп_табл70}} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 239.085$$

$$I_{па10_RP_47} < I_{\text{доп_10_RP_47}}$$

$$L_{10_RP_47} := 0.3$$

$$\Delta U := \frac{(P_{47_ВН} \cdot r_{70} + Q_{47_ВН} \cdot x_{70}) \cdot L_{10_RP_47}}{10} = 20.125$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 201.255 \times 10^{-3}$$

Потери в линии

$$P_{\text{потРП}_47} := \frac{\left(P_{47_BH}^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_РП_47} + Q_{47_BH}^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_РП_47} \right) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 3.257$$

$$Q_{\text{потРП}_47} := \frac{\left(P_{47_BH}^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_РП_47} + Q_{47_BH}^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_РП_47} \right) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.473$$

$$S_{\text{потРП}_47} := \sqrt{\left(P_{\text{потРП}_47} \right)^2 + \left(Q_{\text{потРП}_47} \right)^2} = 304.759 \times 10^{-3}$$

Рассмотрим участок РП-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4-ТП5

Определим потоки мощности на головных участках:

$$L_{10_РП_1} := 0.38 \quad L_{10_3_4} := 0.218$$

$$L_{10_1_2} := 0.113 \quad L_{10_4_5} := 0.152$$

$$L_{10_2_3} := 0.238 \quad L_{10_5_РП} := 0.218$$

$$L_{1_5} := L_{10_РП_1} + L_{10_1_2} + L_{10_2_3} + L_{10_3_4} + L_{10_4_5} + L_{10_5_РП} = 1.319$$

$$S_{\text{РП}_1} := \frac{S_{1_BH} \cdot (L_{10_1_2} + L_{10_2_3} + L_{10_3_4} + L_{10_4_5} + L_{10_5_РП}) \dots + S_{2_BH} \cdot (L_{10_2_3} + L_{10_3_4} + L_{10_4_5} + L_{10_5_РП}) \dots + S_{3_BH} \cdot (L_{10_3_4} + L_{10_4_5} + L_{10_5_РП}) \dots + S_{4_BH} \cdot (L_{10_4_5} + L_{10_5_РП}) + S_{5_BH} \cdot (L_{10_5_РП})}{L_{1_5}} = 1.945 \times 10^3$$

$$S_{\text{РП}_5} := \frac{S_{5_BH} \cdot (L_{10_РП_1} + L_{10_1_2} + L_{10_2_3} + L_{10_3_4} + L_{10_4_5}) \dots + S_{4_BH} \cdot (L_{10_РП_1} + L_{10_1_2} + L_{10_2_3} + L_{10_3_4}) \dots + S_{3_BH} \cdot (L_{10_РП_1} + L_{10_1_2} + L_{10_2_3}) \dots + S_{2_BH} \cdot (L_{10_РП_1} + L_{10_1_2}) + S_{1_BH} \cdot (L_{10_РП_1})}{L_{1_5}} = 2.246 \times 10^3$$

$$S_{\text{РП}_1} + S_{\text{РП}_5} = 4.19 \times 10^3$$

$$S_{1_BH} + S_{2_BH} + S_{3_BH} + S_{4_BH} + S_{5_BH} = 4.19 \times 10^3$$

$$S_{1_2} := S_{\text{РП}_1} - S_{1_BH} = 837.937$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\begin{aligned}
 S_{2_3} &:= S_{1_2} - S_{2_ВН} = 16.658 & L_{10_2_3} + L_{10_3_4} + L_{10_4_5} + L_{10_5_П} &= 826 \times 10^{-3} \\
 S_{3_4} &:= S_{2_3} - S_{3_ВН} = -603.221 \\
 S_{4_5} &:= S_{П5} - S_{5_ВН} = 1.425 \times 10^3 & L_{10_3_4} + L_{10_4_5} + L_{10_5_П} &= 588 \times 10^{-3} \\
 S_{4_3} &:= S_{4_5} - S_{4_ВН} = 603.221 & L_{10_5_П} &= 218 \times 10^{-3}
 \end{aligned}$$

Точка 3 - точка потокоузла, следовательно, петлевая схема будет разомкнута в нормальном режиме на участке 3-4

ТП2 – ТП3

$$I_{p10_2_3} := \frac{S_{3_ВН}}{1.732 \cdot 10 \cdot 2} = 17.895$$

$$J_{\text{экв}} := 1.7$$

$$F_{\text{экв}} := \frac{I_{p10_2_3}}{J_{\text{экв}}} = 10.526$$

Примем к установке кабель марки АПВПуг сечением токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{\text{па}10_2_3} := \frac{S_{3_ВН}}{1.732 \cdot 10} = 35.79$$

$$I_{\text{доп_табл}70} := 210 \quad k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{\text{загр.па}} := 1.1$$

$$I_{\text{доп}10_2_3} := I_{\text{доп_табл}70} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 239.085$$

$$I_{\text{па}10_2_3} < I_{\text{доп}10_2_3}$$

$$\Delta U := \frac{(P_{3_ВН} \cdot r_{70} + Q_{3_ВН} \cdot x_{70}) \cdot L_{10_2_3}}{10} = 6.161$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 61.608 > \%0^{-3}$$

Потери в линии

$$P_{\text{пот}2_3} := \frac{(P_{3_ВН}^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_2_3} + Q_{3_ВН}^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_2_3}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.384$$

$$Q_{\text{пот}2_3} := \frac{(P_{3_ВН}^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_2_3} + Q_{3_ВН}^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_2_3}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.056$$

$$S_{\text{пот}2_3} := \sqrt{(P_{\text{пот}2_3})^2 + (Q_{\text{пот}2_3})^2} = 388.126 \times 10^{-3}$$

ТП1 – ТП2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{p10_1_2} := \frac{S_{3_ВН} + S_{2_ВН} + S_{пот2_3}}{1.732 \cdot 10 \cdot 2} = 41.615$$

$$J_{\text{эжк}} := 1.7$$

$$F_{\text{эжк}} := \frac{I_{p10_1_2}}{J_{\text{эжк}}} = 24.479$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг сечением
токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{па10_1_2} := \frac{S_{3_ВН} + S_{2_ВН} + S_{пот2_3}}{1.732 \cdot 10} = 83.23$$

$$I_{\text{доп_табл70}} := 210 \quad k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{\text{загр.па}} := 1.1$$

$$I_{\text{доп_10_1_2}} := I_{\text{доп_табл70}} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 239.085$$

$$I_{па10_1_2} < I_{\text{доп_10_1_2}}$$

$$\Delta U := \frac{[(P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{пот2_3}) \cdot r_{70} + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{пот2_3}) \cdot x_{70}] \cdot L_{10_2_3}}{10} = 14.342$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 143.417 \% \cdot 10^{-3}$$

$$P_{\text{пот1_2}} := \frac{\left[(P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{пот2_3})^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_2_3} \dots + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{пот2_3})^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_2_3} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 2.077$$

$$Q_{\text{пот1_2}} := \frac{\left[(P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{пот2_3})^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_2_3} \dots + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{пот2_3})^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_2_3} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.302$$

$$S_{\text{пот1_2}} := \sqrt{(P_{\text{пот1_2}})^2 + (Q_{\text{пот1_2}})^2} = 2.099$$

РП – ТП1

$$I_{p10_РП_1} := \frac{S_{3_ВН} + S_{2_ВН} + S_{пот2_3} + S_{1_ВН} + S_{\text{пот1_2}}}{1.732 \cdot 10 \cdot 2} = 73.624$$

$$J_{\text{эжк}} := 1.7$$

$$F_{\text{эжк}} := \frac{I_{p10_РП_1}}{J_{\text{эжк}}} = 43.308$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг сечением
токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{па10_РП_1} := \frac{S_{3_ВН} + S_{2_ВН} + S_{пот2_3} + S_{1_ВН} + S_{\text{пот1_2}}}{1.732 \cdot 10} = 147.247$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{доп}_10_РП_1} := I_{\text{доп_табл}70} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 239.085$$

$$I_{\text{па}10_РП_1} < I_{\text{доп}_10_РП_1}$$

$$\Delta U := \frac{\left[(P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{\text{пот}2_3} + P_{1_ВН} + P_{\text{пот}1_2}) \cdot r_{70} \dots + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{\text{пот}2_3} + Q_{1_ВН} + Q_{\text{пот}1_2}) \cdot x_{70} \right] \cdot L_{10_2_3}}{10} = 25.4$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 253.998 \% \cdot 10^{-3}$$

$$P_{\text{пот}РП_1} := \frac{\left[(P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{\text{пот}2_3} + P_{1_ВН} + P_{\text{пот}1_2})^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_2_3} \dots + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{\text{пот}2_3} + Q_{1_ВН} + Q_{\text{пот}1_2})^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_2_3} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 6.501$$

$$Q_{\text{пот}РП_1} := \frac{\left[(P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{\text{пот}2_3} + P_{1_ВН} + P_{\text{пот}1_2})^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_2_3} \dots + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{\text{пот}2_3} + Q_{1_ВН} + Q_{\text{пот}1_2})^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_2_3} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.944$$

$$S_{\text{пот}РП_1} := \sqrt{(P_{\text{пот}РП_1})^2 + (Q_{\text{пот}РП_1})^2} = 6.569$$

Примем для линии РП-ТП5-ТП4 также кабель марки АПВПуг сечением токопроводящей жилы 70 мм²

ТП5 – ТП4

$$I_{p10_4_5} := \frac{S_{4_ВН}}{1.732 \cdot 10 \cdot 2} = 23.709$$

$$J_{\text{эж}} := 1.7 \quad L_{10_4_5}$$

$$F_{\text{эж}} := \frac{I_{p10_4_5}}{J_{\text{эж}}} = 13.946$$

Примем к установке кабель марки АПВПуг сечением токопроводящей жилы 70 мм²

$$P_{4_ВН} = 781.221$$

$$Q_{4_ВН} = 253.365$$

$$I_{\text{па}10_4_5} := \frac{S_{4_ВН}}{1.732 \cdot 10} = 47.418$$

$$I_{\text{доп_табл}70} := 210 \quad k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{\text{загр.па}} := 1.1$$

$$I_{\text{доп}_10_2_3} := I_{\text{доп_табл}70} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 239.085$$

$$I_{\text{па}10_2_3} < I_{\text{доп}_10_2_3}$$

$$\Delta U := \frac{(P_{4_ВН} \cdot r_{70} + Q_{4_ВН} \cdot x_{70}) \cdot L_{10_4_5}}{10} = 5.222$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 52.222 \% 10^{-3}$$

Потери в линии

$$P_{\text{пот4}_5} := \frac{(P_{4_ВН}^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_4_5} + Q_{4_ВН}^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_4_5}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.431$$

$$Q_{\text{пот4}_5} := \frac{(P_{4_ВН}^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_4_5} + Q_{4_ВН}^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_4_5}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.063$$

$$S_{\text{пот4}_5} := \sqrt{(P_{\text{пот4}_5})^2 + (Q_{\text{пот4}_5})^2} = 435.118 \times 10^{-3}$$

РП – ТП5

$$I_{\text{р10_РП}_5} := \frac{S_{5_ВН} + S_{4_ВН} + S_{\text{пот4}_5}}{1.732 \cdot 10 \cdot 2} = 47.431$$

$$J_{\text{эк}} := 1.7$$

$$F_{\text{эк}} := \frac{I_{\text{р10_1}_2}}{J_{\text{эк}}} = 24.479$$

Примем к установке кабель марки АПвПуг сечением
токопроводящей жилы 70 мм²

$$I_{\text{па10_РП}_5} := \frac{S_{5_ВН} + S_{4_ВН} + S_{\text{пот4}_5}}{1.732 \cdot 10} = 94.861$$

$$I_{\text{доп_табл70}} := 210 \quad k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{\text{загр.па}} := 1.1$$

$$I_{\text{доп_10_РП}_5} := I_{\text{доп_табл70}} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 239.085$$

$$I_{\text{па10_1}_2} < I_{\text{доп_10_1}_2}$$

$$\Delta U := \frac{\left[(P_{5_ВН} + P_{4_ВН} + P_{\text{пот4}_5}) \cdot r_{70} \dots + (Q_{5_ВН} + Q_{4_ВН} + Q_{\text{пот4}_5}) \cdot x_{70} \right] \cdot L_{10_5_РП}}{10} = 14.984$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 149.836 \% 10^{-3}$$

$$P_{\text{потРП}_5} := \frac{\left[(P_{5_ВН} + P_{4_ВН} + P_{\text{пот4}_5})^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_5_РП} \dots + (Q_{5_ВН} + Q_{4_ВН} + Q_{\text{пот4}_5})^2 \cdot r_{70} \cdot L_{10_5_РП} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 2.472$$

$$Q_{\text{потРП}_5} := \frac{\left[(P_{5_ВН} + P_{4_ВН} + P_{\text{пот4}_5})^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_5_РП} \dots + (Q_{5_ВН} + Q_{4_ВН} + Q_{\text{пот4}_5})^2 \cdot x_{70} \cdot L_{10_5_РП} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.359$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$S_{\text{потРП}_5} := \sqrt{(P_{\text{потРП}_5})^2 + (Q_{\text{потРП}_5})^2} = 2.498$$

Проверим выбранный кабель по нагреву токами нагрузки в послеаварийном режиме, когда линия РП-ТП5-ТП4 или линия РП-ТП1-ТП2-ТП3 будут повреждены на головном участке, тогда оставшаяся в работе линия примет на себя нагрузку

$$P_{\text{пот5}_4} := \frac{\left[(P_{5_ВН})^2 \cdot r_{70} + (Q_{5_ВН})^2 \cdot r_{70} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_4_5}}{10^2} = 0.431$$

$$Q_{\text{пот5}_4} := \frac{\left[(P_{5_ВН})^2 \cdot x_{70} + (Q_{5_ВН})^2 \cdot x_{70} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_4_5}}{10^2} = 0.063$$

$$S_{\text{пот5}_4} := \sqrt{(P_{\text{пот1}_2})^2 + (Q_{\text{пот1}_2})^2} = 2.099$$

$$P_{\text{пот4}_3} := \frac{\left[(P_{5_ВН} + P_{\text{пот5}_4} + P_{4_ВН})^2 \cdot r_{70} \dots + (Q_{5_ВН} + Q_{\text{пот5}_4} + Q_{4_ВН})^2 \cdot r_{70} \right] \cdot L_{10_3_4} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 2.472$$

$$Q_{\text{пот4}_3} := \frac{\left[(P_{5_ВН} + P_{\text{пот5}_4} + P_{4_ВН})^2 \cdot x_{70} \dots + (Q_{5_ВН} + Q_{\text{пот5}_4} + Q_{4_ВН})^2 \cdot x_{70} \right] \cdot L_{10_3_4} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.359$$

$$S_{\text{пот4}_3} := \sqrt{(P_{\text{пот4}_3})^2 + (Q_{\text{пот4}_3})^2} = 2.498$$

$$P_{\text{пот3}_2} := \frac{\left[(P_{5_ВН} + P_{\text{пот5}_4} + P_{4_ВН} + P_{\text{пот4}_3} + P_{3_ВН})^2 \cdot r_{70} \dots + (Q_{5_ВН} + Q_{\text{пот5}_4} + Q_{4_ВН} + Q_{\text{пот4}_3} + Q_{3_ВН})^2 \cdot r_{70} \right] \cdot L_{10_2_3} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 5.13$$

$$Q_{\text{пот3}_2} := \frac{\left[(P_{5_ВН} + P_{\text{пот5}_4} + P_{4_ВН} + P_{\text{пот4}_3} + P_{3_ВН})^2 \cdot x_{70} \dots + (Q_{5_ВН} + Q_{\text{пот5}_4} + Q_{4_ВН} + Q_{\text{пот4}_3} + Q_{3_ВН})^2 \cdot x_{70} \right] \cdot L_{10_2_3} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.745$$

$$S_{\text{пот3}_2} := \sqrt{(P_{\text{пот3}_2})^2 + (Q_{\text{пот3}_2})^2} = 5.183$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
 Расчеты в ПВК MathCad 15

$$P_{\text{пот2}_1} := \frac{\left[\begin{array}{l} \left(P_{5_ВН} + P_{\text{пот5}_4} + P_{4_ВН} + P_{\text{пот4}_3} \dots \right)^2 \cdot r_{70} \dots \\ + P_{3_ВН} + P_{\text{пот3}_2} + P_{2_ВН} \\ + \left(Q_{5_ВН} + Q_{\text{пот5}_4} + Q_{4_ВН} + Q_{\text{пот4}_3} \dots \right)^2 \cdot r_{70} \\ + Q_{3_ВН} + Q_{\text{пот3}_2} + Q_{2_ВН} \end{array} \right] \cdot L_{10_1_2} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 4.536$$

$$Q_{\text{пот2}_1} := \frac{\left[\begin{array}{l} \left(P_{5_ВН} + P_{\text{пот5}_4} + P_{4_ВН} + P_{\text{пот4}_3} \dots \right)^2 \cdot x_{70} \dots \\ + P_{3_ВН} + P_{\text{пот3}_2} + P_{2_ВН} \\ + \left(Q_{5_ВН} + Q_{\text{пот5}_4} + Q_{4_ВН} + Q_{\text{пот4}_3} \dots \right)^2 \cdot x_{70} \\ + Q_{3_ВН} + Q_{\text{пот3}_2} + Q_{2_ВН} \end{array} \right] \cdot L_{10_1_2} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.659$$

$$S_{\text{пот2}_1} := \sqrt{(P_{\text{пот2}_1})^2 + (Q_{\text{пот2}_1})^2} = 4.584$$

$$P_{\text{пот1_ПП}} := \frac{\left[\begin{array}{l} \left(P_{5_ВН} + P_{\text{пот5}_4} \dots \right)^2 \cdot r_{70} \dots \\ + P_{4_ВН} + P_{\text{пот4}_3} \dots \\ + P_{3_ВН} + P_{\text{пот3}_2} \dots \\ + P_{2_ВН} + P_{\text{пот2}_1} + P_{1_ВН} \\ + \left(Q_{5_ВН} + Q_{\text{пот5}_4} \dots \right)^2 \cdot r_{70} \\ + Q_{4_ВН} + Q_{\text{пот4}_3} \dots \\ + Q_{3_ВН} + Q_{\text{пот3}_2} \dots \\ + Q_{2_ВН} + Q_{\text{пот2}_1} + Q_{1_ВН} \end{array} \right] \cdot L_{10_ПП_1} \cdot 10^{-3}}{10^2} = \blacksquare$$

$$Q_{\text{пот1_ПП}} := \frac{\left[\begin{array}{l} \left(P_{5_ВН} + P_{\text{пот5}_4} \dots \right)^2 \cdot x_{70} \dots \\ + P_{4_ВН} + P_{\text{пот4}_3} \dots \\ + P_{3_ВН} + P_{\text{пот3}_2} \dots \\ + P_{2_ВН} + P_{\text{пот2}_1} + P_{1_ВН} \\ + \left(Q_{5_ВН} + Q_{\text{пот5}_4} \dots \right)^2 \cdot x_{70} \\ + Q_{4_ВН} + Q_{\text{пот4}_3} \dots \\ + Q_{3_ВН} + Q_{\text{пот3}_2} \dots \\ + Q_{2_ВН} + Q_{\text{пот2}_1} + Q_{1_ВН} \end{array} \right] \cdot L_{10_ПП_1} \cdot 10^{-3}}{10^2} = 4.094$$

$$S_{\text{пот1_ПП}} := \sqrt{(P_{\text{пот2}_1})^2 + (Q_{\text{пот2}_1})^2} = 4.584$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{па10_РП_1_2_3_4_5}} := \frac{S_{3_ВН} + S_{2_ВН} + S_{1_ВН} + S_{4_ВН} + S_{5_ВН} \dots + S_{\text{пот5_4}} + S_{\text{пот4_3}} + S_{\text{пот3_2}} + S_{\text{пот2_1}}}{1.732 \cdot 10 \cdot 2} = 121.385$$

$$I_{\text{доп_10_РП_1_2_3_4_5}} := I_{\text{доп_табл70}} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{\text{загр.па}} = 239.085$$

$$I_{\text{па10_РП_1_2_3_4_5}} < I_{\text{доп_10_РП_1_2_3_4_5}}$$

Расчет токов КЗ:

$$I_{\text{кзсис}} := 13.8$$

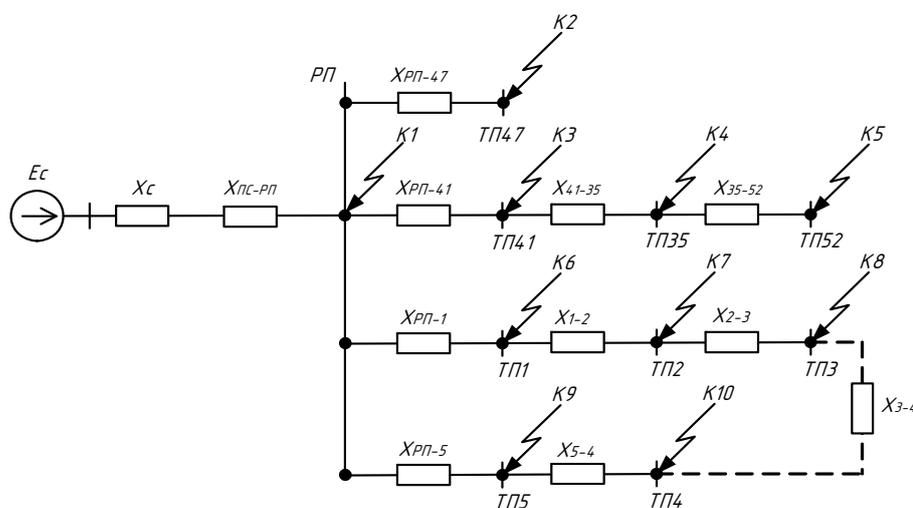
$$U_{\text{осн}} := 10.5$$

$$L_{10_ПС_РП} := 2.2$$

$$x_{185} := 0.259$$

$$r_{185} = 200 \times 10^{-3}$$

$$x_{70} := 0.261$$



$$S_6 := 100 \quad U_{\text{осн1}} := 115 \quad U_{\text{осн2}} := 10.5 \quad u_k := 10.5$$

$$E_c := 1$$

$$X_c := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{осн1}} \cdot I_{\text{кзсис}}} = 36.38 \times 10^{-3}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$X_{тр1} := \frac{u_k \cdot S_6}{100 \cdot 40} = 262.5 \times 10^{-3}$$

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{осн1}} = 502.044 \times 10^{-3}$$

$$X_{тр2} := \frac{u_k \cdot S_6}{100 \cdot 25} = 420 \times 10^{-3}$$

$$I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{осн2}} = 5.499$$

$$X_{тр_{\text{ЭКВ}}} := \frac{1}{\left(\frac{1}{X_{тр1}} + \frac{1}{X_{тр2}} \right)} = 161.538 \times 10^{-3}$$

$$X_{пс_рп} := \frac{(x_{185} \cdot L_{10_ПС_РП}) \cdot S_6}{U_{осн2}^2} = 516.825 \times 10^{-3}$$

$$R_{пс_рп} := \frac{(r_{185} \cdot L_{10_ПС_РП}) \cdot S_6}{U_{осн2}^2} = 399.093 \times 10^{-3}$$

$$Z_{пс_рп} := \sqrt{(X_{пс_рп} + X_c + X_{тр_{\text{ЭКВ}}})^2 + (R_{пс_рп})^2} = 818.617 \times 10^{-3}$$

$$X_{рп_47} := \frac{(x_{70} \cdot L_{10_РП_47}) \cdot S_6}{U_{осн2}^2} = 0.071$$

$$R_{рп_47} := \frac{(r_{70} \cdot L_{10_РП_47}) \cdot S_6}{U_{осн2}^2} = 114.286 \times 10^{-3}$$

$$Z_{рп_47} := \sqrt{(X_c + X_{пс_рп} + X_{рп_47} + X_{тр_{\text{ЭКВ}}})^2 + (R_{пс_рп} + R_{рп_47})^2} = 938.607 \times 10^{-3}$$

$$I_{кз3_1} := \frac{E_c \cdot I_{62}}{Z_{пс_рп}} = 6.717$$

$$I_{кз2_1} := I_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5.817$$

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз3_1} = 12.995$$

$$I_{кз3_2} := \frac{E_c \cdot I_{62}}{Z_{рп_47}} = 5.858$$

$$I_{кз2_2} := I_{кз3_2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5.073$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз3_2} = 11.334$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$X_{rp_41} := \frac{(x_{70} \cdot L_{l0_rp_41}) \cdot S_6}{U_{ocн2}^2} = 13.02 \times 10^{-3}$$

$$R_{rp_41} := \frac{(r_{70} \cdot L_{l0_rp_41}) \cdot S_6}{U_{ocн2}^2} = 20.952 \times 10^{-3}$$

$$Z_{rp_41} := \sqrt{(X_c + X_{пс_rp} + X_{rp_41} + X_{тр_эКВ})^2 + (R_{пс_rp} + R_{rp_41})^2} = 840.285 \times 10^{-3}$$

$$I_{к33_3} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{rp_41}} = 6.544$$

$$I_{к32_3} := I_{к33_3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5.667$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{к33_3} = 12.66$$

$$X_{41_35} := \frac{(x_{70} \cdot L_{l0_41_35}) \cdot S_6}{U_{ocн2}^2} = 59.184 \times 10^{-3}$$

$$R_{41_35} := \frac{(r_{70} \cdot L_{l0_41_35}) \cdot S_6}{U_{ocн2}^2} = 95.238 \times 10^{-3}$$

$$Z_{41_35} := \sqrt{(X_c + X_{тр_эКВ} + X_{пс_rp} + X_{rp_41} + X_{41_35})^2 + (R_{пс_rp} + R_{rp_41} + R_{41_35})^2} \dots = 940.64 \times 10^{-3}$$

$$I_{к33_4} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{41_35}} = 5.846$$

$$I_{к32_4} := I_{к33_4} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5.062$$

$$i_{уд4} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{к33_4} = 11.309$$

$$X_{35_52} := \frac{(x_{70} \cdot L_{l0_35_52}) \cdot S_6}{U_{ocн2}^2} = 17.045 \times 10^{-3}$$

$$R_{35_52} := \frac{(r_{70} \cdot L_{l0_35_52}) \cdot S_6}{U_{ocн2}^2} = 27.429 \times 10^{-3}$$

$$Z_{35_52} := \sqrt{(X_c + X_{тр_эКВ} + X_{пс_rp} + X_{rp_41} + X_{41_35} + X_{35_52})^2 + (R_{пс_rp} + R_{rp_41} + R_{41_35} + R_{35_52})^2} \dots = 970.021 \times 10^{-3}$$

$$I_{к33_5} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{35_52}} = 5.669$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{кз25} := I_{кз35} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.909$$

$$i_{уд5} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз35} = 10.967$$

$$X_{рп_1} := \frac{(x_{70} \cdot L_{10_рп_1}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 89.959 \times 10^{-3}$$

$$R_{рп_1} := \frac{(r_{70} \cdot L_{10_рп_1}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 144.762 \times 10^{-3}$$

$$Z_{рп_1} := \sqrt{(X_c + X_{тр_{ЭКВ}} + X_{пс_рп} + X_{рп_1})^2 + (R_{пс_рп} + R_{рп_1})^2} = 971.249 \times 10^{-3}$$

$$I_{кз36} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{рп_1}} = 5.661$$

$$I_{кз26} := I_{кз36} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.903$$

$$i_{уд6} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз36} = 10.953$$

$$X_{1_2} := \frac{(x_{70} \cdot L_{10_1_2}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 26.751 \times 10^{-3}$$

$$R_{1_2} := \frac{(r_{70} \cdot L_{10_1_2}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 43.048 \times 10^{-3}$$

$$Z_{1_2} := \sqrt{(X_c + X_{тр_{ЭКВ}} + X_{пс_рп} + X_{рп_1} + X_{1_2})^2 + (R_{пс_рп} + R_{рп_1} + R_{1_2})^2} = 1.018$$

$$I_{кз37} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{1_2}} = 5.403$$

$$I_{кз27} := I_{кз37} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.679$$

$$i_{уд7} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз37} = 10.452$$

$$X_{2_3} := \frac{(x_{70} \cdot L_{10_2_3}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 56.343 \times 10^{-3}$$

$$R_{2_3} := \frac{(r_{70} \cdot L_{10_2_3}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 90.667 \times 10^{-3}$$

$$Z_{2_3} := \sqrt{(X_c + X_{тр_{ЭКВ}} + X_{пс_рп} + X_{рп_1} + X_{1_2} + X_{2_3})^2 + (R_{пс_рп} + R_{рп_1} + R_{1_2} + R_{2_3})^2} = 1.117$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{кз3г} := \frac{E_c \cdot I_{б2}}{Z_{2_3}} = 4.923$$

$$I_{кз2г} := I_{кз3г} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.264$$

$$i_{уд8} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз3г} = 9.525$$

$$X_{рп_5} := \frac{(x_{70} \cdot L_{10_5_ПП}) \cdot S_б}{U_{осн2}^2} = 51.608 \times 10^{-3}$$

$$R_{рп_5} := \frac{(r_{70} \cdot L_{10_5_ПП}) \cdot S_б}{U_{осн2}^2} = 83.048 \times 10^{-3}$$

$$Z_{рп_5} := \sqrt{(X_c + X_{тр_{ЭКВ}} + X_{пс_рп} + X_{рп_5})^2 + (R_{пс_рп} + R_{рп_5})^2} = 905.403 \times 10^{-3}$$

$$I_{кз3г9} := \frac{E_c \cdot I_{б2}}{Z_{рп_5}} = 6.073$$

$$I_{кз2г9} := I_{кз3г9} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5.259$$

$$i_{уд9} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз3г9} = 11.749$$

$$X_{5_4} := \frac{(x_{70} \cdot L_{10_4_5}) \cdot S_б}{U_{осн2}^2} = 35.984 \times 10^{-3}$$

$$R_{5_4} := \frac{(r_{70} \cdot L_{10_4_5}) \cdot S_б}{U_{осн2}^2} = 57.905 \times 10^{-3}$$

$$Z_{5_4} := \sqrt{(X_c + X_{тр_{ЭКВ}} + X_{пс_рп} + X_{рп_5} + X_{5_4})^2 + (R_{пс_рп} + R_{рп_5} + R_{5_4})^2} \dots = 967.156 \times 10^{-3}$$

$$I_{кз210} := I_{кз310} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.924 \quad I_{кз310} := \frac{E_c \cdot I_{б2}}{Z_{5_4}} = 5.685$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз310} = 10.999$$

ЭКОНОМИКА

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$T_{\Gamma} := 8760$$

$$R_{\text{тр.400}} := 5.5$$

$$R_{\text{тр.630}} := 3.1$$

$$R_{\text{тр.1000}} := 1.7$$

$$P_1 = 1.042 \times 10^3$$

$$Q_1 = 273.8$$

$$\Delta W_{\text{тр1}} := \frac{P_1^2 + Q_1^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.630}} \cdot T_{\Gamma} = 315264554.11$$

$$\Delta W_{\text{тр2}} := \frac{P_2^2 + Q_2^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.630}} \cdot T_{\Gamma} = 175095077.28$$

$$\Delta W_{\text{тр3}} := \frac{P_3^2 + Q_3^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.400}} \cdot T_{\Gamma} = 174742063.01$$

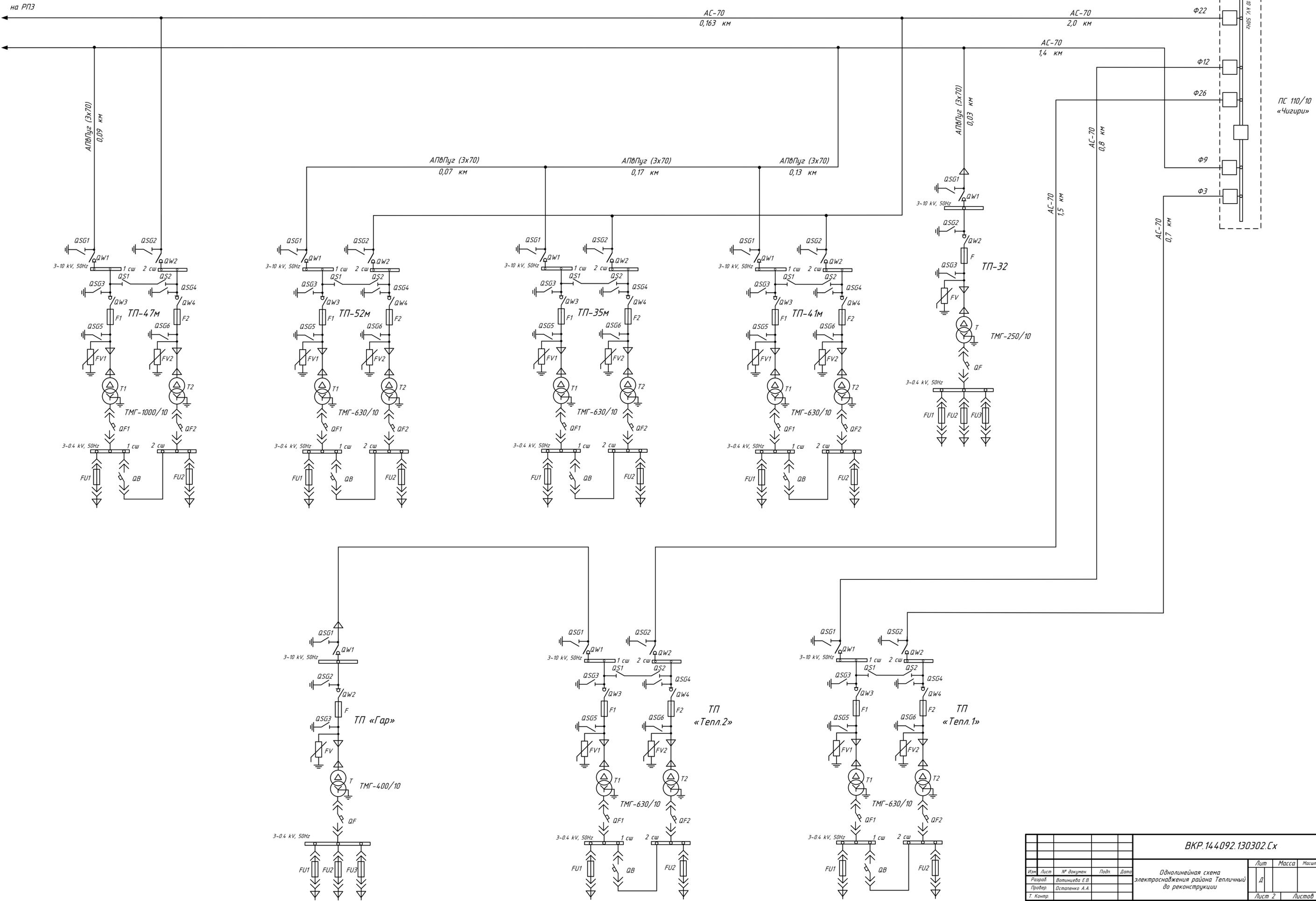
$$\Delta W_{\text{тр4}} := \frac{P_4^2 + Q_4^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.630}} \cdot T_{\Gamma} = 175095077.28$$

$$\Delta W_{\text{тр5}} := \frac{P_5^2 + Q_5^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.630}} \cdot T_{\Gamma} = 175095077.28$$

$$\Delta W_{\text{тр1000}} := \frac{(2P_5)^2 + (2Q_5)^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.1000}} \cdot T_{\Gamma} = 384079524.35$$

$$\Delta W_{\text{тр1}} + \Delta W_{\text{тр2}} + \Delta W_{\text{тр3}} + \Delta W_{\text{тр4}} + \Delta W_{\text{тр5}} = 1015291848.938$$

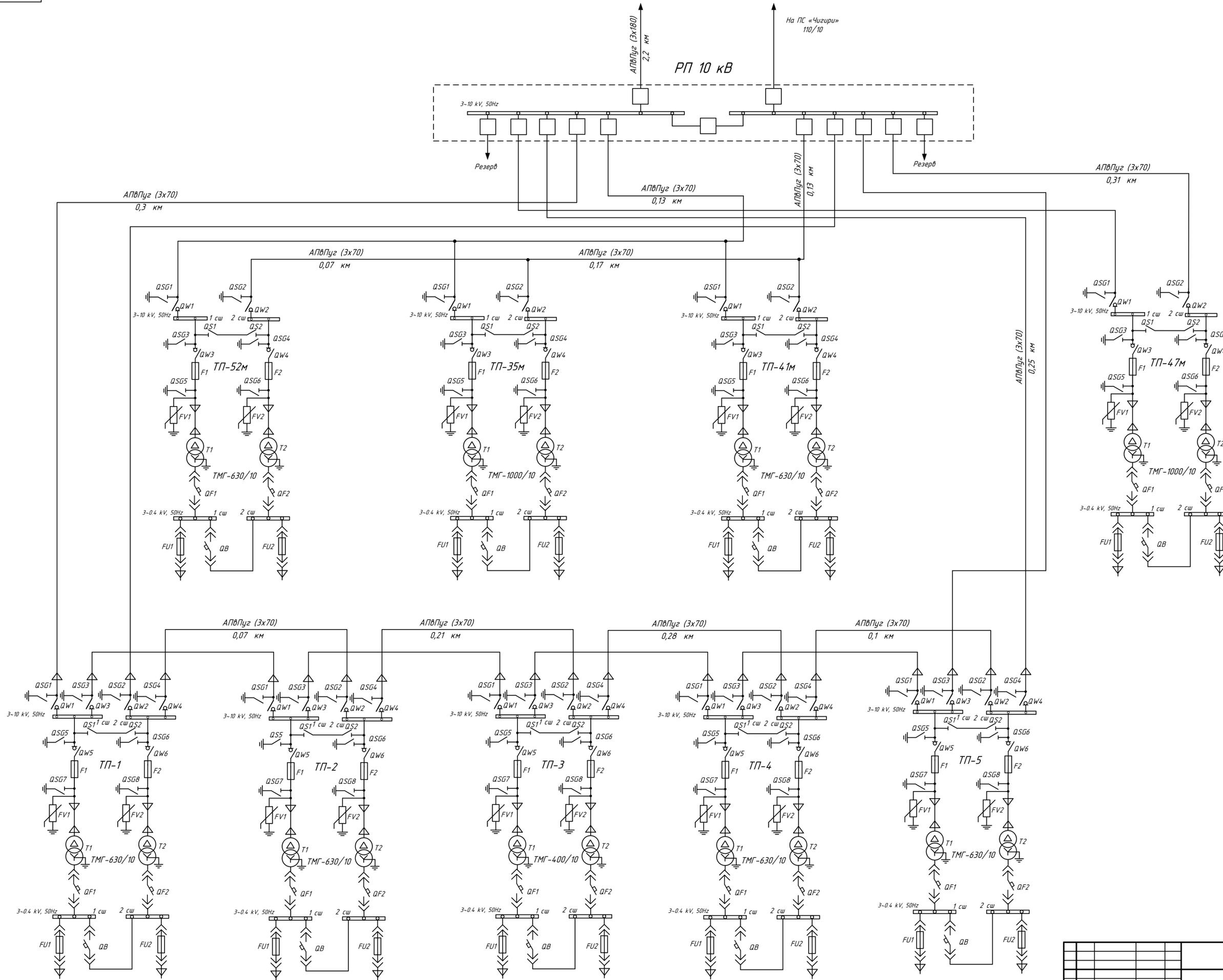
$$\Delta W_{\text{тр1}} + \Delta W_{\text{тр2}} + \Delta W_{\text{тр4}} + \Delta W_{\text{тр1000}} = 1.05 \times 10^9$$



ПС 110/10
«Чугури»

БКР.144092.130302.Сх				
Изм.	Лист	№ докумен.	Подп.	Дата
Разраб.	Ватничева Е.В.			
Провер.	Остапенко А.А.			
Т. Контр.				
И. Контр.	Козлов А.И.			
Учтв.	Савина Н.В.			
Однолинейная схема электрообеспечения района Тепличный до реконструкции				
Лист	Масса	Масштаб		
Д				
Лист 2	Листов 6			
АмГУ Кафедра Энергетики				

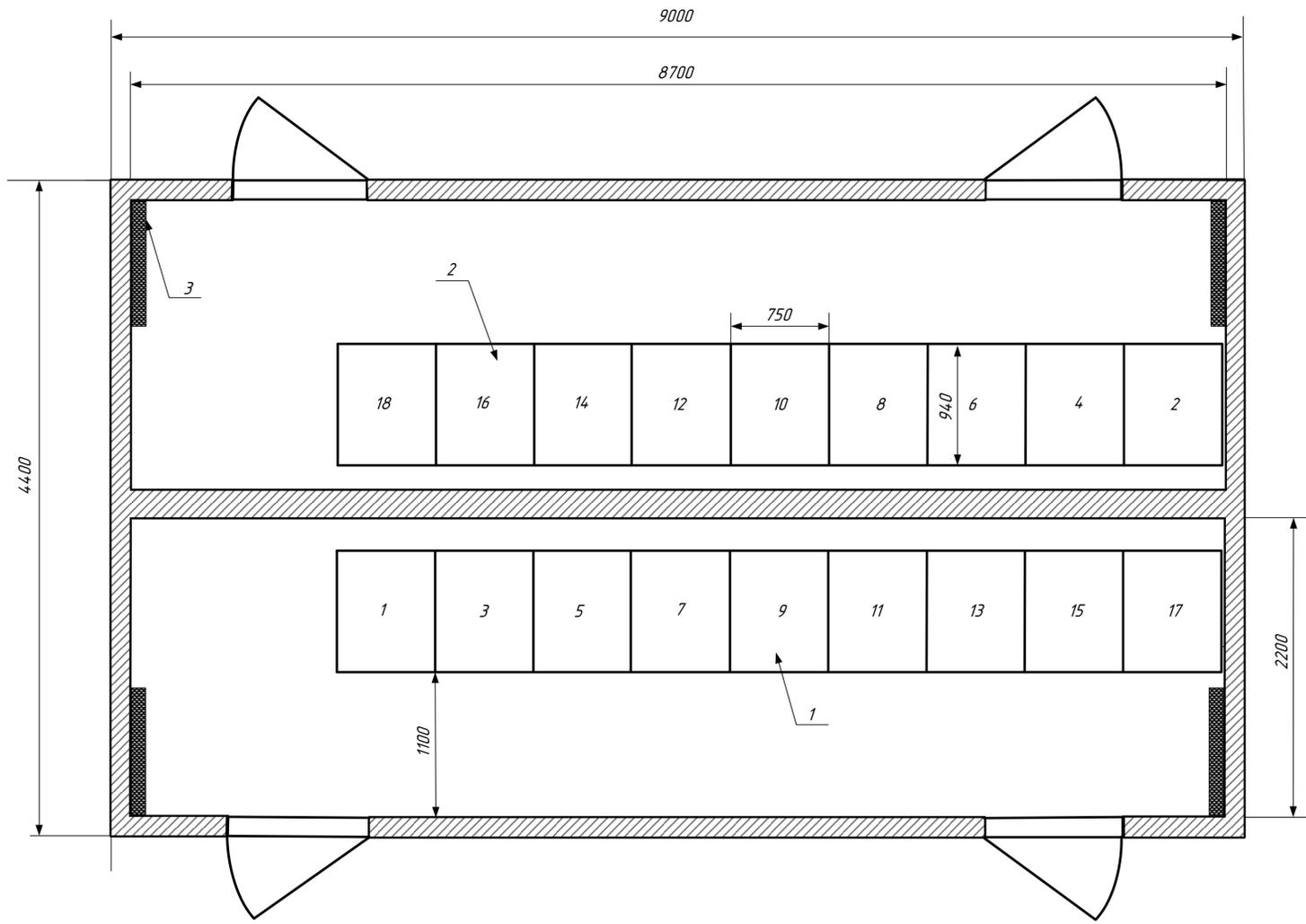
Развитие системы электрообеспечения района Тепличный города Благовещенск на 2025 год



					ВКР.14.092.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата	Однолинейная схема электроснабжения района Тепличный с центром питания РП 10 кВ		
Разраб	Ватичева Е.В.						
Провер	Остапенко А.А.						
Т. Контр.					Лист 3	Листов 6	
И. Контр.	Козлов А.И.				Развитие системы электроснабжения района Тепличный города Благовещенск на 2025 год		
Учт.	Савина Н.В.						
					АмГУ Кафедра Энергетики		

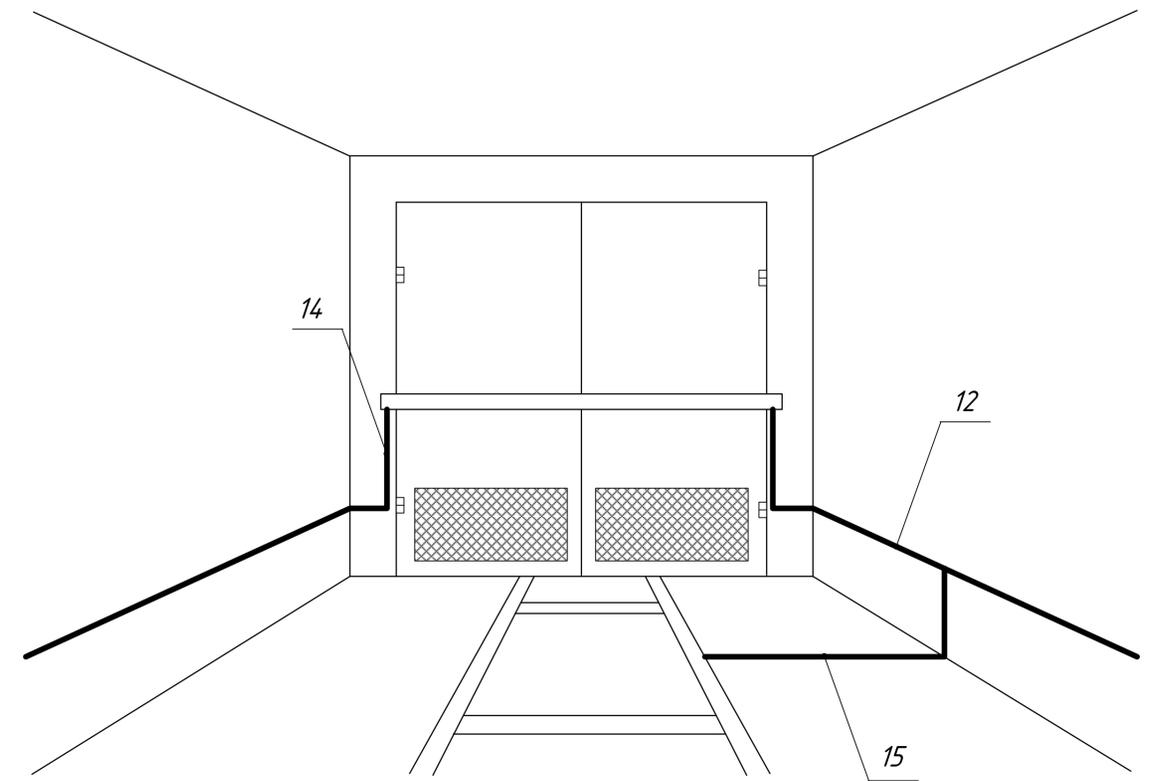
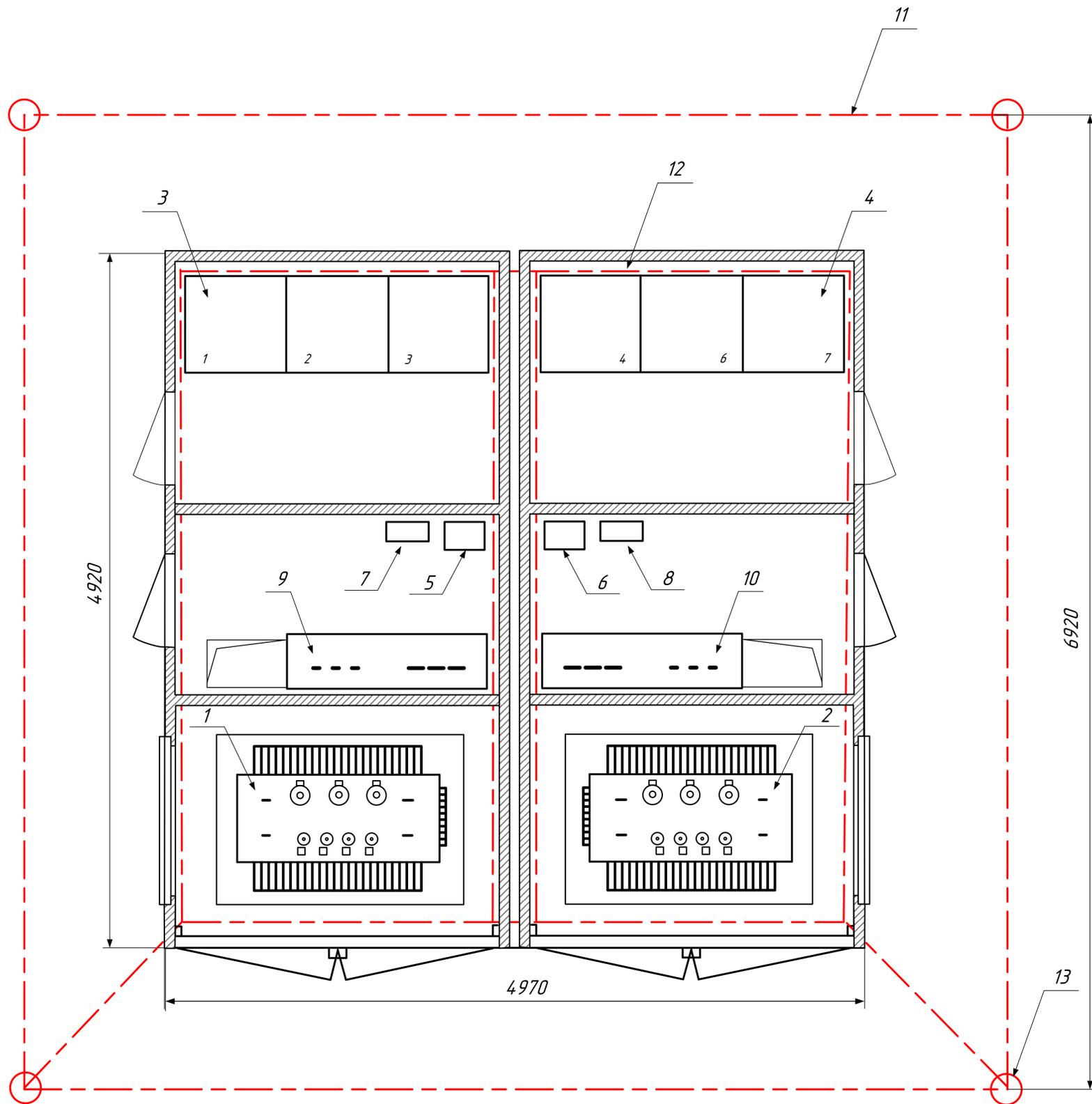
РП 10 кВ

№ шкафа	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	10	12	14	16	18	
СШ-10кВ КРУ серии D-12P																			
Назначение	Трансформатор напряжения	Трансформатор собственных нужд	Резерв	К/Л 10 кВ к ТП-4.7м	К/Л 10 кВ к ТП5	К/Л 10 кВ к ТП1	К/Л 10 кВ к ТП-4.1м	Ввод 10 кВ	Секционный выключатель		Ввод 10 кВ	К/Л 10 кВ к ТП-4.1м	К/Л 10 кВ к ТП1	К/Л 10 кВ к ТП5	К/Л 10 кВ к ТП-4.7м	Резерв	Трансформатор собственных нужд	Трансформатор напряжения	
Выключатель, предохранитель	ПКЗ-10У3	ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У3	ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У3	ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У3	ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У3	ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У3	ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У3	ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У3	ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У3		ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У3	ПКЗ-10У3							
ТТ, ТН	НАМИ-10-95 УХЛ2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2		ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2	ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2	НАМИ-10-95 УХЛ2						
ТСН		ТСКС-40																ТСКС-40	
Марка кабеля, мм ²			АПВПуз (3x70)	АПВПуз (3x180)			АПВПуз (3x180)	АПВПуз (3x70)											

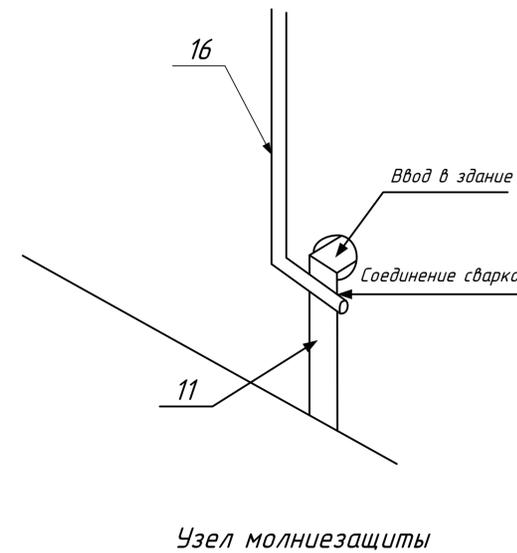


- 1 - Шкаф комплектного распределительного устройства;
- 2 - Шкаф питания собственных нужд;
- 3 - Тепловой конвектор

ВКР.14.4.092.130302.Сх					
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата	Однolineйная схема распределительного пункта 10 кВ
Разраб.	Валинцова Е.В.				Лит
Провер.	Остапенко А.А.				Масса
Т. Контр.	Ратачева А.Г.				Масштаб
И. Контр.	Ратачева А.Г.				Лист 4 / Листов 6
Увт.	Савина Н.В.				АМГУ Кафедра Энергетики



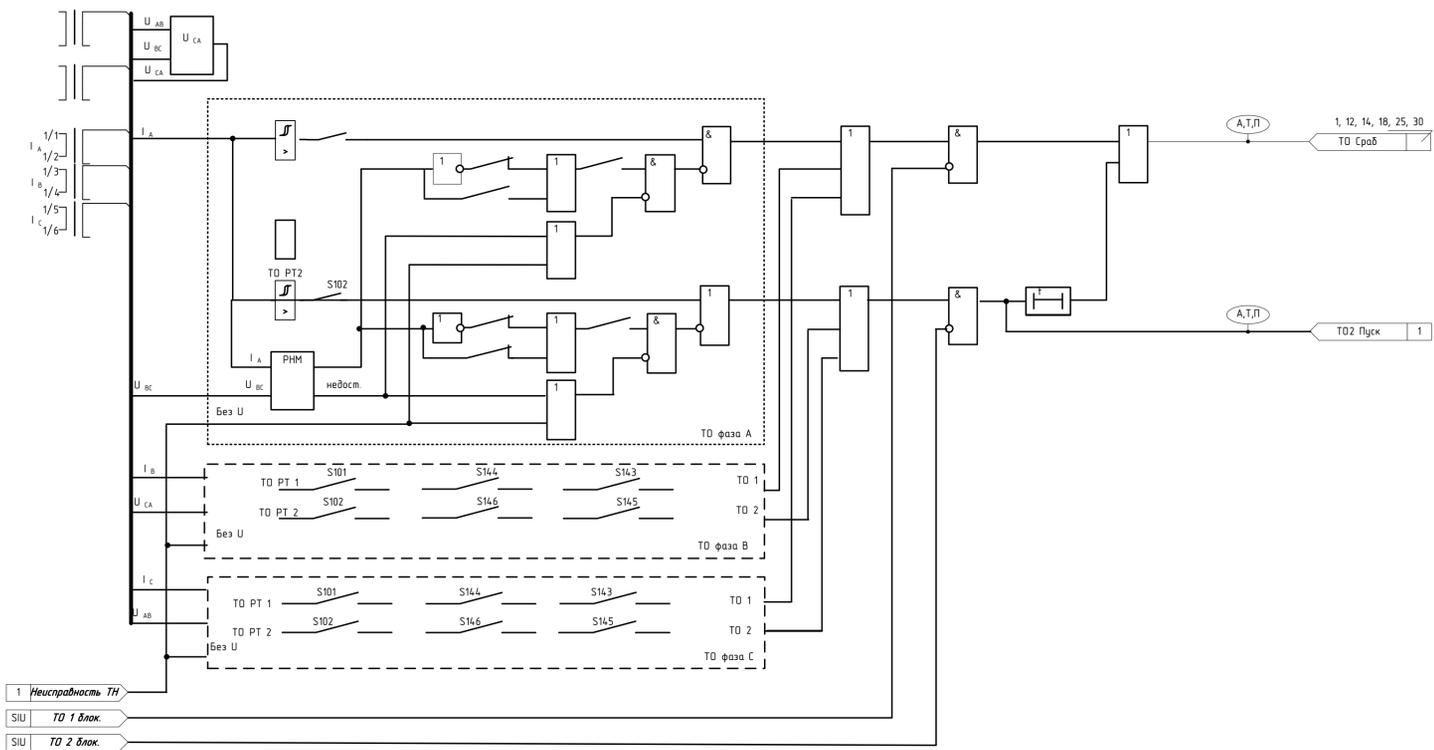
Внутренний контур заземления КТП



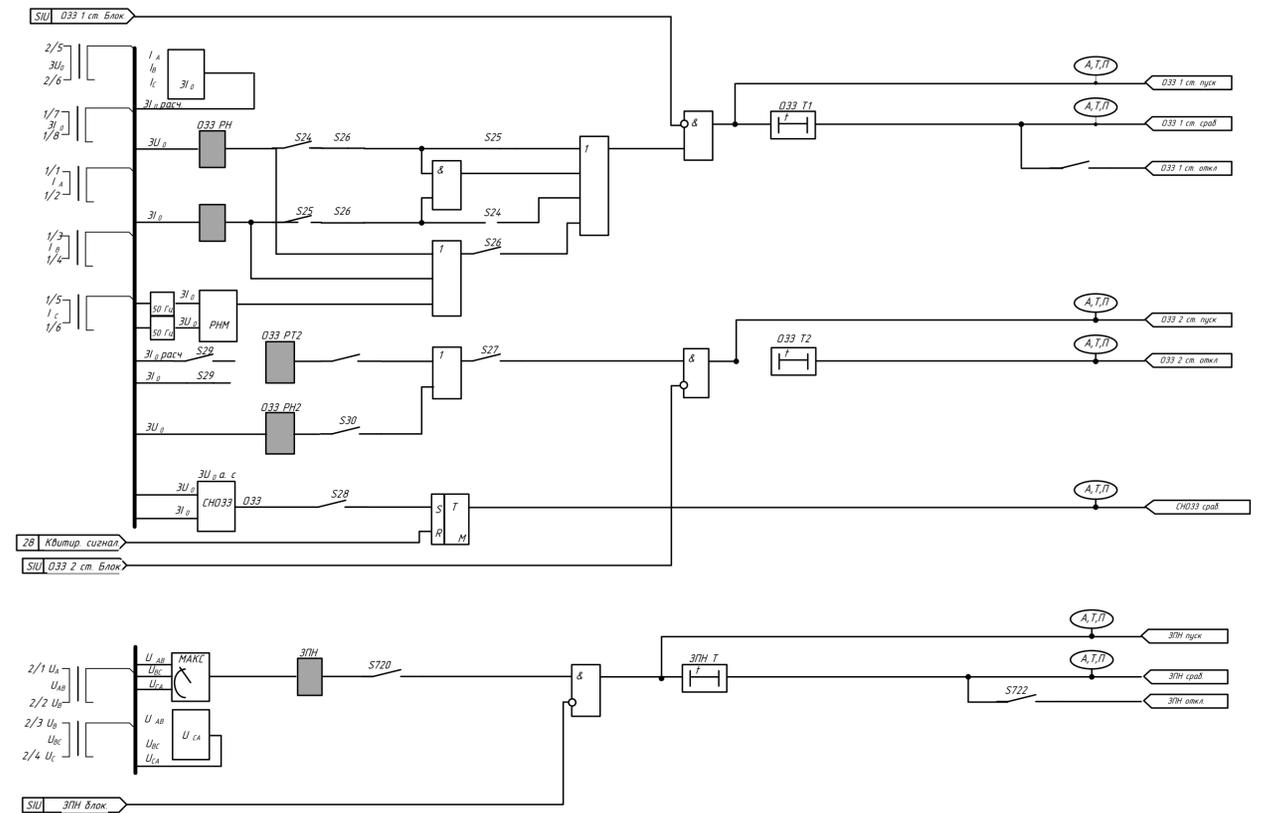
Узел молниезащиты

Обозначение	Наименование
1, 2	Силовой трансформатор ТМГ-630/10/0,4 кВ
3, 4	Распределительное устройство 10 кВ
5, 6	Ящик собственных нужд
7, 8	Шкаф учета
9, 10	Шкаф низкого напряжения
11	Горизонтальный заземлитель, сталь полосовая 40x4
12	Внутренний контур заземлителя
13	Вертикальный заземлитель, угловая сталь 50x50
14	Шина заземления ограждающего барьера
15	Шина заземления трансформатора
16	Молниезащита кровли

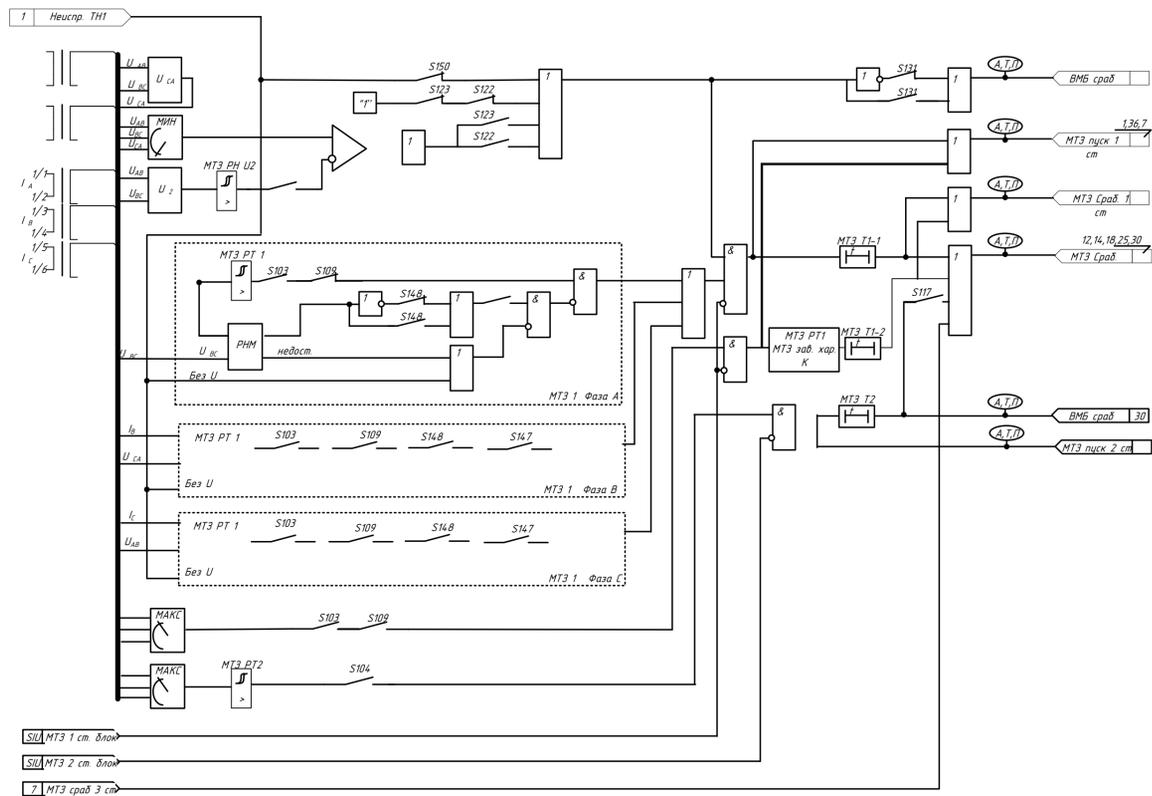
ВКР.144092.130302.Сх					Лист	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата	Заземление КТП 10/0,4	Д	Лист 5 / Листов 6
Разраб.	Волынецова Е.В.						
Провер.	Остапенко А.А.						
Т. Контр.							
И. Контр.	Козлов А.Н.				Развитие системы электроснабжения района		АмГУ
Утв.	Савина Н.В.				Тепличный города Благовещенск на 2025 год		Кафедра Энергетики



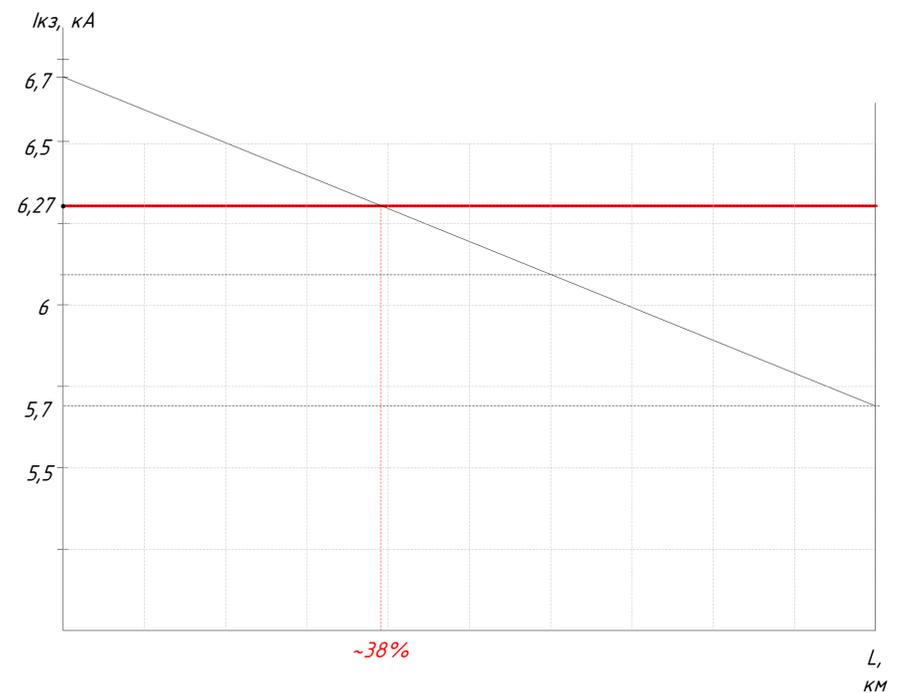
Функциональная схема алгоритма токовой отсечки



Функциональные схемы алгоритмов защиты от однофазных замыканий на землю и защиты от повышения напряжения



Функциональная схема максимальной токовой защиты



Кривые спада тока КЗ для определения зоны действия токовой отсечки

					ВКР.144092.130302.Сх			
Изм	Лист	№ докумен	Подп.	Дата	Релейная защита кабельной линии 10 кВ	Лит	Масса	Масштаб
						Д		
Разраб	Волынецова Е.В.					Лист 6	Листов 6	
Провер	Остапенко А.А.				Развитие системы электроснабжения района Тельничного города Благовещенск на 2025 год			
Т. Контр.	Остапенко А.А.				АМГУ Кафедра Энергетики			
И. Контр.	Козлов А.Н.							
Учтв.	Савина Н.В.							