

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

« 08 » 02 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения восточной части города  
Ленск Ленского района Республики Саха (Якутия)

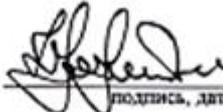
Исполнитель

студент группы  
442узб

 31.01.2018г  
подпись, дата

О.А. Негбоев

Руководитель  
профессор, канд. техн. наук

 05.02.2018  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультанты:  
по безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

 02.02.2018г  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук

 06.02.2018г  
подпись, дата

А.Н. Козлов

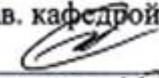
Благовещенск 2018

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 30 » 10 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Негбоев Ойбек Алимович

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения восточной части города Ленск Ленского района Республика Саха (Якутия)

(утверждена приказом от 27.10.2017 № 2651-гз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018,

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе. Подробная однолинейная схема сети электроснабжения. План расположения ТП. Данные о существующих нагрузках 0,4 кв. Подробная однолинейная схема источника питания.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Энергоэкономические характеристики реконструируемого района. Исходные данные для анализа нагрузок и их расчеты. Выбор уровней номинального напряжения. Низковольтное электроснабжение. Выбор числа и мощности трансформаторов ТП. Компенсация реактивной мощности. Расчет ЦЭН и выбор места расположения трансформаторных подстанций. Расчет токов КЗ.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 19 таблица, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 08.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Профессор, кандидат технических наук

Задание принял к исполнению

(дата): 27.10.2017,

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 120 с., 10 рисунков, 19 таблиц, 1 приложение, 25 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ в НИЗКОВОЛЬТНЫХ СЕТЯХ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ.

В бакалаврской работе была произведена реконструкция системы электроснабжения восточного района г. Ленск Ленского района Республики Якутия. Дано описание района; произведен расчет нагрузок потребителей 0,4 кВ. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, СИП, определена надёжность работы ПС Ленск. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора электрооборудования, расчет релейной защиты питающих и отходящих линий.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВ – Автоматический выключатель
- АСКУЭ – Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
- ВЧЗ – Высокочастотный заградитель
- К. З. – Короткое замыкание
- КЛ – Кабельная линия
- КРМ – Компенсация реактивной мощности
- КРУ – Комплектное распределительное устройство
- МТЗ – Максимальная токовая защита
- МТО – Мгновенная токовая отсечка
- ОРУ – Открытое распределительное устройство
- ОПН – Ограничитель перенапряжений
- ПС – Подстанция
- РП – Распределительный пункт
- СИП – Самонесущий изолированный провод
- СЭС – Система электроснабжения
- ТН – Трансформатор напряжения
- ТТ – Трансформатор тока
- ЧДД – Чистый дисконтированный доход

## СОДЕРЖАНИЕ

### Введение 6

- 1 Энергоэкономические характеристики реконструируемого района 10
- 2 Исходные данные для анализа нагрузок и их расчеты 11
  - 2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий 11
  - 2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий 13
- 3 Выбор уровней номинального напряжения 25
- 4 Низковольтное электроснабжение 26
  - 4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения 26
  - 4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий 26
  - 4.3 Выбор площади сечений и количества линий 27
    - 4.3.1 Выбор сечения распределительной сети 0,4 кВ 27
    - 4.3.2 Проверка низковольтных кабелей на отклонение напряжения 30
    - 4.3.3 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,4 кВ 31
  - 4.4 Расчет наружного освещения 32
  - 4.5 Расчёт электрических нагрузок ТП 33
- 5 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП 35
  - 5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП 35
  - 5.2 Определение потерь мощности в трансформаторах 36
  - 5.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ 38
  - 5.4 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ 39
  - 5.5 Выбор схемы распределительной сети напряжением 10 кВ 40
  - 5.6 Выбор и проверка сечения распределительной сети 10 кВ 43
  - 5.7 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ 45
- 6 Компенсация реактивной мощности 46
- 7 Расчет ЦЭН и выбор места расположения трансформаторных подстанций

8	Расчет токов КЗ	51
8.1	Расчет токов КЗ в высоковольтной сети	51
8.2	Расчет токов КЗ в низковольтной сети	56
9	Выбор комплектных трансформаторных подстанций	61
10	Выбор и проверка оборудования на КТП	63
10.1	Выбор и проверка предохранителей	63
10.2	Выбор и проверка автоматических выключателей	66
10.3	Выбор и проверка выключателей нагрузки	69
10.4	Выбор рубильников на отходящих линиях 0,4 кВ	71
10.5	Выбор измерительных трансформаторов тока	73
11	Релейная защита и автоматика	77
11.1	Защита линий	77
11.2	Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	81
11.3	Автоматический ввод резерва	82
11.4	Автоматическое повторное включение	82
12	Надежность электроснабжения	84
12.1	Расчет показателей надежности	85
12.2	Расчет надежности схемы	88
13	Молниезащита, заземление	92
13.1	Молниезащита	92
13.2	Заземление	92
14	Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, учет электро- энергии	93
15	Безопасность и экологичность	98
15.1	Безопасность	98
15.2	Экологичность	102
15.3	Чрезвычайные ситуации	104
	Заключение	108
	Библиографический список	109
	Приложение А	112

## ВВЕДЕНИЕ

Цель бакалаврской работы – реконструкция системы электроснабжения района города Ленска.

Учитывая непрерывное развитие существующих городов и построение новых, а также все увеличивающиеся масштабы электрической энергии, передаваемой через системы электроснабжения городов обсуждаются и проблема рационального построения городских систем электроснабжения привлекает все большее внимание и очень актуальна.

Все это обуславливает расширение электрических сетей, расположенных на территории городов и предназначенных для электроснабжения их потребителей.

Экономичность электроснабжения достигается путем разработки совершенных систем распределения электроэнергии, использования рациональных конструкций комплектных распределительных устройств и трансформаторных подстанций и разработки оптимизации системы электроснабжения. На экономичность влияет выбор рациональных напряжений, оптимальных значений сечений проводов и кабелей, числа и мощности трансформаторных подстанций, средств компенсации реактивной мощности и их размещение в сети.

Реализация этих требований обеспечивает снижение затрат при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения, качественное электроснабжение потребителей электроэнергией.

Тема бакалаврской работы актуальна, это соответствуют следующие факторы;

1. Морально устаревшая система электроснабжения, что способствует её реконструкции на более надежную и новую.
2. Устаревшее оборудование на ТП, что приводит к полной замене оборудования на новое.

3. Старые деревянные опоры, с неизолированными проводами ведут к замене данных на СИПы.

4. В городе происходят постоянные перебои со светом, в виду перегруженности трансформаторов, отказов рубильников и выхода из строя предохранителей. Зачастую дома «сидят» на одной фазе, в связи с этим увеличиваются жалобы в ЖЭК и ГОРСеть, все это приводит к замене перегруженных трансформаторов на более мощные.

5. Увеличивается количество должников. Жильцы прибегают к хитроумным приспособлениям, чтобы не оплачивать электроэнергию, именно поэтому в данном дипломном проекте рассматривается вопрос о внедрении АСКУЭ БС(автоматические системы контроля и учета электроэнергии в бытовом секторе), т.к. это является экономически целесообразным (обоснование изложено в разделе 3 дипломного проекта- «Экономическое обоснование проекта».

В заключении данного бакалаврской работе будут сделаны выводы о проделанной работе.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА

Реконструируемый район расположен в благоприятном месте для проживания, так как в зоне его нахождения отсутствуют промышленные предприятия. Благоприятный по экологии, неподалеку от центра, однако с хорошо развитой инфраструктурой (администрация, поликлиника, школа, детский сад, парки, развязки дорог), район так же является одним из безопасных.

Рассматриваемая часть города в основном имеет многоэтажную застройку дома высота которых пять этажей и числом квартир от двенадцати до пару сотен. Планировка квартир имеется как новая, так и старая. Есть квартиры, как с электрическими, так и с газовыми плитами. Силовые нагрузки в жилых помещениях отсутствуют. Промышленная нагрузка в этом районе отсутствует. Больше шестидесяти % потребителей являются потребителями второй катего Континентальность климата выражается большими годовыми (45-50 °С) и суточными (до 20 °С) амплитудами температур воздуха; муссонность – почти исключительно северо-западными ветрами зимой, резким преобладанием летних осадков. Температура воздуха в январе минус 35 °С, в июле плюс 35 °С. Годовое количество осадков 651 мм. Они выпадают преимущественно в тёплый период. Дожди ливневые и обложные, бывает град. Зимой снежный покров 17 см. Средняя годовая скорость ветра – до 3.6 м/сек. Весной и осенью в отдельные дни она достигает 20 м/сек. Зимой образуется слой сезонно мерзлоты до 2.5–3 м, полностью оттаивающий к началу июня.

Чётко выражены времена года. Лето – преимущественно жаркое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая с маломощным снежным покровом, с большим количеством солнечного сияния.

Климатические характеристики района приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика района

Характеристика	Показатель
1	2
Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, °С	4
Абсолютный минимум, °С	-49,2
Абсолютный максимум, °С	31,6
Район по ветровому давлению	II
Район по толщине стенки гололеда	II
Число грозových часов в год	50
Нормативная глубина промерзания грунта, м	0,3
Удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{сг}}$ , Ом·м	100

## 2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НАГРУЗОК И ИХ РАСЧЕТЫ

### 2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Произведем расчет электрических нагрузок жилых зданий по методу согласно [3].

В расчет жилых зданий входят расчеты нагрузок жилых домов.

Активную мощность всего дома определяю по ниже изложенной формуле:

$$P_{ж.д} = P_{уд} \cdot n_{кв}, (1)$$

где  $P_{уд}$  – нагрузка удельная одной квартиры, кВт/кв;

$n$  - число квартир.

Определяем реактивная мощность по формуле:

$$Q_{ж.д} = P_{ж.д} \cdot tg\varphi, (2)$$

Определяем из расчета кВт/м<sup>2</sup> удельную нагрузку магазинов или заведений подобное им, находящиеся в домах, по выражению:

$$P_{вст} = P_{уд.кв} \cdot S_{торг}, (3)$$

Определяем реактивная мощность по выражению:

$$Q_{вст} = P_{вст} \cdot tg\varphi, (4)$$

где  $S_{торг}$  - площадь магазина торговая.

Определяем активную и реактивную расчетную мощность дома по формулам:

$$P_{р.ж.д} = P_{ж.д} + k_y \cdot P_{вст}, (5)$$

$$Q_{р.ж.д} = Q_{ж.д} + Q_{вст}, (6)$$

где  $k_{\phi}$  - коэффициент участия в максимуме нагрузки;

$P_{вст}$  - расчетная нагрузка встроенных учреждений, кВт, из таблицы 54.4, [3].

Определяем полную мощность и номинальный ток жилого дома по формулам:

$$S_{ж.д} = \sqrt{P_{р.ж.д}^2 + Q_{р.ж.д}^2}, \quad (7)$$

$$I_{ном} = \frac{S_{ж.д}}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \quad (8)$$

Приведем в пример расчет 80-квартирного жилого дома, с расположенным продовольственным магазином с кондиционированием воздуха (на плане № 81), на первом этаже, на площади 50 м<sup>2</sup>

Берем справочные данные:

Удельная расчетная электрическая нагрузка дома:  $P_{уд.квар} = 2,1$  кВт;

Коэффициент мощности нагрузки дома:  $tg\phi = 0,2$ ;

Удельная расчетная электрическая нагрузка продовольственного магазина с кондиционированием воздуха:  $P_{уд.продмаг} = 0,25$  кВт;

Площадь продовольственного магазина:  $n_{прод.маг} = 50$  м<sup>2</sup>;

Коэффициент участия в максимуме нагрузки продовольственного магазина:  $K_y^{маг} = 0,7$ ;

Определяем расчетную электрическую нагрузку:

$$P_{ж.д} = P_{уд} \cdot n_{кв} = 2,1 \cdot 80 = 168 \text{ кВт},$$

$$Q_{ж.д} = P_{ж.д} \cdot tg\phi = 168 \cdot 0,2 = 33,6 \text{ кВар},$$

$$P_{вст} = S_{торг} \cdot P_{уд} = 50 \cdot 0,25 = 12,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{вст} = P_{вст} \cdot tg\phi = 12,5 \cdot 0,75 = 9,375 \text{ кВар},$$

$$P_{р.ж.д} = P_{ж.д} + k_y \cdot P_{вст} = 168 + 0,9 \cdot 12,5 = 179,25 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.ж.д} = Q_{ж.д} + k_y \cdot Q_{вст} = 33,6 + 0,9 \cdot 9,375 = 42 \text{ кВар},$$

$$S_{ж.д} = \sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2} = \sqrt{179,25^2 + 42^2} = 184,1 \text{ кВА},$$

$$I_{ном} = \frac{S}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}} = \frac{184,1}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 280 \text{ А}.$$

Так же проведу расчеты жилых домов со встроенными в них магазинами, и результаты приведу в таблице 2.

## 2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий

К зданиям общественного значения относим муниципальные учреждения; (детские сады, школы, медицинские учреждения, кинотеатры, химчистки, пункты общественного питания, спортивные сооружения, и тому подобные).

Определяю по удельным электрическим нагрузкам, отнесенным или к площади, или к числу мест расчетные электрические нагрузки этих объектов.

Для примера рассчитаю электрические нагрузки и номинальный ток в детском саду (по плану № 95).

$$P_{д.с} = P_{уд.д.с} \cdot n_{мест}, \quad (9)$$

где  $n_{мест}$  - число мест детского сада;

$P_{уд.д.с}$  - удельная нагрузка детского сада, кВт/место.

Из справочной таблицы 54.4, [3]. выбираю значение удельной электрической нагрузки для детского сада.

Нахожу справочные данные:

Удельная расчетная электрическая нагрузка детского сада:  $P_{уд.квар} = 0,46$  кВт/место;

Коэффициент мощности нагрузки детского сада:  $tg\phi = 0,2$ ;

Число мест детского сада:  $n_{мест} = 200$  шт.

$$P_{д.с} = P_{уд.д.с} \cdot n_{мест} = 0,46 \cdot 200 = 92 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{д.с}} = P_{\text{д.с}} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 92 \cdot 0,2 = 18,4 \text{ кВт},$$

$$S_{\text{д.с}} = \sqrt{P_{\text{д.с}}^2 + Q_{\text{д.с}}^2} = \sqrt{92^2 + 18,4^2} = 93,8 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{ном.д.с}} = \frac{S_{\text{д.с}}}{U_{\text{ном.д.с}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{93,8}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 142,5 \text{ А}.$$

Так же рассчитываю остальные нагрузки жилых и общественных зданий своего района. Полученные данные расчетов отображаю в таблице 2.

Таблица 2 - Экспликация жилого района

№ объекта на плане	Наименование объекта	Кол-во	Удельная нагрузка, $P_{уд}$	$P'$ , кВт	$K_c$	$K_{уч. в макс}$	$tg \varphi$	$P$ , кВт	$Q$ , квар	$S$ , кВА	$I_{ном}$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Ул. 40 лет Октября 71 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145
2	Ул. 40 лет Октября 73 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145
3	Ул. Белинского 14 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
4	Ул. Белинского 16 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
5	Ул. Белинского 16/2 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
6	Ул. Белинского 16 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
7	Ул. Белинского 20 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
8	Ул. Белинского 16/1 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
9	Ул. Калинина 25 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145
10	Ул. Калинина 23 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145
11	Ул. Калинина 21 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145
12	ул. 40 лет Октября 75 ПТЛ 3 эт.	200	0,46	92	1	-	0,43	92	40	100,1	152,2
13	ул. Кирова 36 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
14	ул. 40 лет Октября 77 ВУЗ 4 эт.	1000	0,46	460	1	-	0,43	460	198	501	761
15	ул. Кирова 27 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
16	ул. Кирова 29 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
17	ул. Петровского 4 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
18	ул. Петровского 6 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
19	ул. Кирова 38 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
20	ул. Кирова 40 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
21	ул. Островского 14 Административное здание	720	0,054	38,88	1	-	0,57	38,88	22,16	44,7	70,2
22	ул. Островского 12 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
23	ул. 40 лет Октября 79 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
24	ул. 40 лет Октября 81 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
25	ул. 40 лет Октября 83 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
26	пер. Чехова 3 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
27	пер. Чехова 7 Гаражный кооператив	30	0,5	15	1	-	0,25	15	3,75	15,5	23,5
28	ул. Кирова 31 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
29	ул. Кирова 33 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145
30	ул. Островского 20 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
31	ул. Островского 22 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
32	ул. Островского 24 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
33	ул. Островского 26 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
34	ул. Островского 28 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
35	ул. Островского 30 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
36	пер. Угловой 3 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
37	пер. Угловой 5 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
38	пер. Угловой 7 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
39	пер. Угловой 9 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
40	пер. Угловой 11 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
41	ул. Островского 30/1 Дом жилой 5 эт.	120	1,5	180	1	-	0,2	180	36	189,4	287,8
42	ул. Куйбышева 27 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	183,7	45,4	189,3	287,6
	Продовольственный магазин	70	0,25	17,5	1	0,9	0,75				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
43	ул. Петровского 25 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
44	пер. Угловой Гаражный кооператив	40	0,5	20	1	-	0,25	20	5	20,6	31,2
45	пер. Угловой 35/1 Административное здание	480	0,054	25,92	1	-	0,57	25,92	14,77	29,8	45,3
46	пер. Угловой Гаражный кооператив	20	0,5	10	1	-	0,25	10	2,5	10,3	31,3
47	ул. Кирова 35 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
48	ул. Кирова 37 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	196,8	46	202,1	307,1
	Детская поликлиника	100	0,36	36	1	0,8	0,43				
49	ул. Кирова 39 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
50	ул. Кирова 41 Дом жилой 5 эт.	40	2,6	104	1	-	0,2	104	20,8	106,1	161
51	пер. Зеленый 11 Строящийся дом 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
52	пер. Квартальный 5 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
53	пер. Квартальный 4 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
54	пер. Квартальный 7 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
55	пер. Квартальный 6 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
56	пер. Квартальный 9 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
57	пер. Квартальный 8 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
58	пер. Зеленый 13 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
59	пер. Зеленый 15 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
60	пер. Зеленый 17 Школа 2 эт.	300	0,25	75	1	-	0,38	75	28,5	80,2	122
61	ул. Куйбышева 25 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
62	ул. 40 лет Октября 85 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
63	пер. Чехова Гаражный кооператив	20	0,5	10	1	-	0,25	10	2,5	10,3	31,3
64	ул. Куйбышева 44 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
65	ул. Куйбышева Продовольственный магазин	50	0,25	12,5	1	0,9	0,75	12,5	9,4	15,6	23,7
66	ул. Куйбышева 46 Дом жилой 5 эт.	100	1,5	150	1	-	0,2	150	30	153	232
67	ул. Куйбышева Гаражный кооператив	60	0,5	30	1	-	0,25	30	7,5	31	47
68	пер. Зеленый 7 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
69	пер. Зеленый Гаражный кооператив	20	0,5	10	1	-	0,25	10	2,5	10,3	31,3
70	ул. 40 лет Октября Административное здание	1800	0,054	97,2	1	-	0,57	99,2	57,4	114,6	174

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
71	ул. 40 лет Октября 89 Дом жилой 5 эт.	40	2,6	104	1	-	0,2	104	20,8	106,1	161
72	ул. 40 лет Октября 91 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
73	пер. Зеленый Гаражный кооператив	20	0,5	10	1	-	0,25	10	2,5	10,3	31,3
74	пер. Зеленый 8 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
75	пер. Зеленый Гаражный кооператив	40	0,5	20	1	-	0,25	20	5	20,6	31,2
76	ул. Кирова 50 ПТЛ 3 эт.	300	0,46	138	1	-	0,43	138	59,3	150,2	228,2
77	ул. 50 лет Октября 7 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
78	ул. 50 лет Октября 5 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
79	ул. 50 лет Октября 3 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
80	ул. 50 лет Октября 1 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	132,2	29,5	135,5	287,6
	Продовольственный магазин	30	0,23	6,9	1	0,9	0,7				
81	ул. Кирова 43 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	179,2	42	184,1	280
	Продовольственный магазин	50	0,25	12,5	1	0,9	0,75				
82	пер. Зеленый 14 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Непродовольственный магазин	100	0,16	16	1	0,9	0,48				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
83	пер. Зеленый 16 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	191,4	47	197	300
	Административное здание	720	0,054	38,88	1	0,6	0,57				
84	пер. Зеленый Гаражный кооператив	10	0,5	5	1	-	0,25	5	1,25	5,15	7,83
85	ул. Куйбышева 10 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
86	ул. Куйбышева 12 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
87	ул. 50 лет Октября 17 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	189	46,2	194,5	295
	Цветочный салон	86	0,14	12,04	1	0,8	0,43				
	Продовольственный магазин	50	0,25	12,5	1	0,9	0,75				
88	ул. 50 лет Октября 15 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	137,3	30,1	141	214
	Аптека	40	0,16	6,4	1	0,9	0,43				
	Непродовольственный магазин	44	0,14	6,16	1	0,9	0,43				
89	ул. 50 лет Октября 15/1 Дом жилой 5 эт.	100	1,5	150	1	-	0,2	150	30	153	232
90	ул. 50 лет Октября Гаражный кооператив	50	0,5	25	1	-	0,25	25	6,25	25,8	39,2
91	ул. 50 лет Октября 13 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
92	ул. 50 лет Октября 11 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Непродовольственный магазин	100	0,16	16	1	0,9	0,48				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
93	ул. 50 лет Октября 13/1 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Почтовое отделение	100	0,16	16	1	0,9	0,48				
94	ул. 50 лет Октября 9 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	188,2	47	194	295
	Продовольственный магазин	64	0,25	16	1	0,9	0,75				
	Аптека	40	0,16	6,4	1	0,9	0,43				
95	ул. 50 лет Октября 4 Детский сад 2 эт.	200	0,46	92	1	-	0,2	92	18,4	93,8	142,5
96	ул. 50 лет Октября 6 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	191,4	47	197	300
	Административное здание	720	0,054	38,88	1	0,6	0,57				
97	ул. 50 лет Октября 8 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	407,4	113	423	642
	Кафе	190	0,9	171	1	0,7	0,33				
	Кафе	190	0,9	171	1	0,7	0,33				
98	ул. Куйбышева 18 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Непродовольственный магазин	100	0,16	16	1	0,9	0,48				
99	ул. Куйбышева Гаражный кооператив	20	0,5	10	1	-	0,25	10	2,5	10,3	31,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
100	ул. Ленина 51 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	152,5	40,2	158	240
	Непродовольственный магазин	44	0,14	6,16	1	0,9	0,43				
	Цветочный салон	86	0,14	12,04	1	0,8	0,43				
	Продовольственный магазин	50	0,25	12,5	1	0,9	0,75				
101	ул. Ленина 49 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	137,2	33,6	141,3	215
	Продовольственный магазин	50	0,25	12,5	1	0,9	0,75				
102	ул. Ленина 47/1 Административное здание	480	0,054	25,92	1	-	0,57	25,92	14,77	29,8	45,3
103	ул. Ленина 47 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Непродовольственный магазин	100	0,16	16	1	0,9	0,48				
104	ул. Ленина 45 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	131,5	27,6	134,4	204
	Непродовольственный магазин	44	0,14	6,16	1	0,9	0,43				
105	ул. Ленина 43 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Непродовольственный магазин	100	0,16	16	1	0,9	0,48				
106	ул. Кирова 57 Жилой дом 2эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
107	ул. Кирова 55/1 Административное зд.	480	0,054	25,92	1	-	0,57	25,92	14,77	29,8	45,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
108	ул. Кирова 55 Административное здание	480	0,054	25,92	1	-	0,57	25,92	14,77	29,8	45,3
109	ул. Ленина 43 Дом жилой 3 эт.	24	3,1	74,4	1	-	0,2	80	27,6	84,6	128,5
	Непродовольственный магазин	44	0,14	6,16	1	0,9	0,43				
110	ул. Ленина Цветочный салон	86	0,14	12,04	1	-	0,43	12	5,2	13,2	20
111	ул. Ленина Школа 2 эт.	100	0,25	25	1	-	0,38	25	9,5	26,7	40,6

### 3 ВЫБОР УРОВНЕЙ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Номинальные напряжения питающих и распределительных линий электроснабжения являются основным фактором, определяющим техникоэкономические показатели (ТЭП) системы, [5].

Для выбора системы электроснабжения необходимо выбрать напряжение передачи всей мощности жилого района.

Величину рационального напряжения рассчитаем по формуле:

$$U_{\text{рац}} = 3 \cdot \sqrt{S_p} + 0,5 \cdot l, \quad (10)$$

где  $S_p$  - суммарная мощность ТП, МВА;

$l$  - протяженность распределительной сети, км.

Для первого кольца:

Суммарная мощность ТП составила 5,4 МВА.

Протяженность распределительной сети  $l = 2,386$  км.

$$U_{\text{рац}} = 3 * \sqrt{5,4} + 0,5 * 2,386 = 8,2 \text{ кВ}$$

Для второго кольца:

Суммарная мощность ТП составила 6 МВА.

Протяженность распределительной сети  $l=2,142$  км.

$$U_{\text{рац}} = 3 * \sqrt{6} + 0,5 * 2,142 = 8,4 \text{ кВ}$$

## 4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

### 4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

Для того что бы рассчитать нагрузки распределительных линий напряжением 0,4 кВ, произвел проектирование сети электроснабжения потребителей. В выполнении реконструкционного проекта учитывал категории потребителей электрической энергии. Жилые многоэтажные дома с электропищеприготовлением отнесены к 2 и 3 категории потребителей, исходя из условий эксплуатации (присутствие крупных продовольственных магазинов, лифтов, централизованного кондиционирования воздуха, насосов водоснабжения и тому подобное). Общественных потребителей отнес к 2 категории бесперебойного электроснабжения. В реконструкционном проекте системы электроснабжения в основу заложил петлевые схемы, а так же произвел применение двухцепных и одноцепных линий питания. В графической части лист 2 изобразил схему распределительных сетей 0,4 кВ.

### 4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

Согласно [3] активную расчетную мощность распределительных линий напряжением 0,4 кВ определяю по следующей формуле,

$$P_{\text{расч.лин}} = P_{\text{зд.макс}} + \sum_1^n K_{y,i} P_{\text{зд,i}}, \quad (11)$$

где - нагрузка здания наибольшая из числа зданий, питаемых от одной линии, кВт;  $P_{\text{зд.макс}}$

$P_{\text{зд,i}}$  - нагрузки расчетные других зданий, питаемых от одной линии, кВт;

$K_{y,i}$  - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок, передаваемых по линии.

Определяю реактивную расчетную мощность распределительных линий напряжением 0,4 кВ по формуле:

$$Q_{\text{расч.лин}} = Q_{\text{зд.макс}} + \sum_1^n K_{y,i} Q_{\text{зд.i}}, \quad (12)$$

Определяю полную расчетную мощность линии по формуле:

$$S_{\text{расч.лин}} = \sqrt{P_{\text{расч.лин}}^2 + Q_{\text{расч.лин}}^2}, \quad (13)$$

Рассмотрю ТП1-Ф3 для расчета распределительной линии на напряжение 0,4 кВ, входящая в состав петли ТП13-4-3-2-1-14-ТП15.

Нагрузкой является:

Дом жилой  $P=126$  кВт,  $Q=25,2$  квар,

Кооператив гаражный  $P=10$  кВт,  $Q=2,5$  квар.

Определяю мощность линии расчетную:

$$P_{\text{расч.лин}} = 126 + 0,9 \cdot 10 = 135 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{расч.лин}} = 25,2 + 0,9 \cdot 2,5 = 27,45 \text{ квар},$$

$$S_{\text{расч.лин}} = \sqrt{\frac{(135^2)}{2} + \frac{(27,45^2)}{2}} = 99,442 \text{ кВА}.$$

Полученные данные отображу в приложении А таблица А1.

### 4.3 Выбор площади сечений и количества линий

4.3.1 Выбор сечения распределительной сети 0,4 кВ. Сечение кабельной линии подбирает выбрать по расчётному току.

При соблюдении следующего условия сечение считается выбранным предварительно правильно:

$$I_{\text{ав.расч}} \leq 1,35 I_{\text{дл.доп}}, \quad (14)$$

$$I_{\text{дл.доп}} = I'_{\text{дл.доп}} \cdot K_{\text{окр.}} \cdot K_{\text{прок.}}, \quad (15)$$

где - величина длительно допустимого тока, для выбранной марки и сечения кабеля(справочная);  $I'_{\text{дл.доп}}$

$K_{\text{окр.}}$  - коэффициент, учитывающий условия окружающей среды (зависящий от температуры воздуха и земли), ( $=1$  при  $15 K_{\text{окр.}} \text{ } ^\circ\text{C}$ );

$K_{\text{прок.}}$  - коэффициент, учитывающий количество работающих кабелей, проложенных рядом

Определяем расчетный ток по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч.л}}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (16)$$

где - расчетная мощность линии полная;  $S_{\text{расч.л}}$

$U_i$  - напряжение номинальное, кВ.

По примеру линии ТП1-ф1 произведу выбор сечения.

Определю в нормальном режиме работы цепи расчетный ток:

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{90,677}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 130,811 \text{ А.}$$

Выбираю кабель сечением  $50 \text{ мм}^2$ , марки ПВВГнг- 1s трехжильный с длительно допустимым током А. [6].  $I'_{\text{дл.доп}} = 217$

Затем определяю ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ав.расч}} = \frac{181,354}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 274,851 \text{ А,}$$

$$I_{\text{дл.доп}} = I'_{\text{дл.доп}} \cdot K_{\text{окр.}} \cdot K_{\text{прок.}} = 217 \cdot 1 \cdot 1 = 217 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ав.расч}} \leq 1,3 I_{\text{дл.доп}},$$

$$274,851 \leq 282,1.$$

По результатам расчетов видно что, условие выполняется, следовательно, по длительно допустимому току выбранное сечение подходит.

Аналогично произвожу выбор сечения остальных линий.

Полученные результаты заношу в таблицу 3.

Таблица 3 - Сечения и марки низковольтных кабелей

Линия	$S_{\text{расч.л}}$ , кВА	$I_{\text{расч}}$ , А	$I_{\text{ав.расч}}$ , А	$I_{\text{дл.доп}}$ , А	$I_{\text{дл.доп}} \cdot 1,3$ , А	Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Марка кабеля
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1-ф1	90,68	130,88	274,85	217	282,1	50	ПВВГнг-ls
ТП1-ф2	115,59	166,85	350,38	316	410,8	95	ПВВГнг-ls
ТП1-ф3	115,59	166,85	350,38	316	410,8	95	ПВВГнг-ls
ТП1-ф4	60,84	87,82	184,4	147	191,1	25	ПВВГнг-ls
ТП2-ф1	133,63	192,88	405,04	316	410,8	95	ПВВГнг-ls
ТП2-ф2	119	171,77	360,7	316	410,8	95	ПВВГнг-ls
ТП2-ф3	122,1	176,2	370	316	410,8	95	ПВВГнг-ls
ТП3-ф1	122,1	176,2	370	316	410,8	95	ПВВГнг-ls
ТП3-ф2	90,68	130,88	274,85	217	282,1	50	ПВВГнг-ls
ТП3-ф3	73,94	106,72	224,1	195	253,5	50	СИП-2
ТП3-ф4	91,78	132,48	278,2	217	282,1	50	ПВВГнг-ls
ТП4-ф1	107,77	155,56	326,67	268	348,4	70	ПВВГнг-ls
ТП4-ф2	65,48	94,51	198,5	179	232,7	35	ПВВГнг-ls
ТП4-ф3	94,6	136,56	286,78	268	348,4	70	ПВВГнг-ls
ТП4-ф4	101,05	145,86	306,3	268	348,4	70	ПВВГнг-ls
ТП5-ф1	121,42	175,25	368,03	316	410,8	95	ПВВГнг-ls
ТП5-ф2	133,4	192,5	404,32	316	410,8	95	ПВВГнг-ls
ТП5-ф3	60,84	87,8	184,4	147	191,1	25	ПВВГнг-ls
ТП5-ф4	53,97	77,9	163,59	130	169	25	СИП-2
ТП6-ф1	100,86	145,58	305,7	268	348,4	70	ПВВГнг-ls
ТП6-ф2	85,66	123,65	259,65	217	282,1	50	ПВВГнг-ls
ТП6-ф3	85,66	123,65	259,65	217	282,1	50	ПВВГнг-ls
ТП6-ф4	108,88	157,15	330,02	268	348,4	70	ПВВГнг-ls
ТП7-ф1	111,05	160,28	336,6	268	348,4	70	ПВВГнг-ls
ТП7-ф2	142,4	205,56	431,67	363	471,9	120	ПВВГнг-ls
ТП7-ф3	153,88	222,1	466,44	363	471,9	120	ПВВГнг-ls
ТП8-ф1	211,4	305,12	640,74	529	687,7	240	ПВВГнг-ls
ТП8-ф2	70,28	101,44	213,03	179	232,7	35	ПВВГнг-ls
ТП8-ф3	140,7	203,1	426,6	363	471,9	120	ПВВГнг-ls
ТП9-ф1	112,97	163	342,4	268	348,4	70	ПВВГнг-ls
ТП9-ф2	73,48	106,05	222,72	179	232,7	35	ПВВГнг-ls
ТП10-ф1	151,24	218,29	458,4	363	471,9	120	ПВВГнг-ls
ТП10-ф2	162,25	234,2	491,79	410	533	150	ПВВГнг-ls

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП10-ф3	96,99	139,99	293,98	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП11-ф1	121,24	174,99	367,49	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП11-ф2	131,34	189,57	398,09	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП11-ф3	125,54	181,2	380,53	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП12-ф1	175,4	254,4	531,78	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП12-ф2	132,2	190,8	400,75	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП12-ф3	99,6	143,7	301,79	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП13-ф1	160,87	232,2	487,6	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП13-ф2	162,76	234,92	493,34	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП13-ф3	82,19	118,63	249,12	217	282,1	50	ПВВГнг-Is
ТП14-ф1	50,16	72,4	152,04	147	191,1	25	ПВВГнг-Is
ТП14-ф2	250,4	361,4	758,99	593	770,9	240	ПВВГнг-Is
ТП14-ф3	85,67	123,64	259,6	217	282,1	50	ПВВГнг-Is
ТП15-ф1	162,76	234,9	493,3	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП15-ф2	162,76	234,9	493,3	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП15-ф3	68,8	99,4	208,78	179	232,7	35	ПВВГнг-Is

#### 4.3.2 Проверка низковольтных кабелей на отклонение напряжения.

Необходимо проверить сечение кабелей на отклонение напряжения, которые я выбрал. Посчитать потерю напряжения в сети я могу по скольку мне известно напряжение на шине источника питания. Исходя из ГОСТ 32144-2013 нормальное допустимое значение отклонения напряжения должно соответствовать  $\pm 10\%$ , а предельно допустимое значение отклонения напряжения (в аварийном, и послеаварийном режиме) должно соответствовать  $\pm 15\%$ .

Определяю потерю напряжения в распределительных линиях напряжением 0,4 кВ по формуле, согласно [3]:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\% , (17)$$

где  $r_0$  - сопротивление удельное активное и индуктивное;  $x_0$

$l$  - длина линии питающей или распределительной, км.

На примере кабеля ТП1-ф1 определяю потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 151,168 \cdot 0,2}{400} \cdot (0,36 \cdot 0,98 + 0,063 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 2,583 \%$$

По произведенным расчетам видно что, полученное отклонение напряжения не превышает допустимое значение в нормальном и аварийном режимах, согласно, требования ГОСТ 32144-2013.

Полученные данные потери напряжений всех кабельных линий свожу в приложении А таблица А2.

Выбранные и проверенные кабельные линии соответствуют требованию ГОСТ 32144-2013 что и подтвердила таблица А2.

4.3.3 *Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,4 кВ.* Определяю потерю мощности в линии напряжением 0,4 кВ по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{расч.лин}^2 \cdot r_0 \cdot L_m \cdot 10^{-3}, (18)$$

где - удельное активное сопротивление участка линии, Ом/км;  $r_0$

$I_{расч.лин}$  - расчетный ток участка  $m$  линии, А;

$L_m$  - длина участка  $m$  линии, км.

Определяю потерю энергии на участке линии  $m$  по указанной формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, (19)$$

Где - время потерь, час.  $\tau$

При неизвестном времени потерь, по приближенной формуле приведенной ниже могу определить время потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot T_{год}, (20)$$

где - количество часов использования максимальной нагрузки, час;  $T_{max}$

$T_{год}$  - количество часов в году, час.

Потери мощности и энергии не должны быть больше допустимого значения -10 %.

В линии ТП1-ф1 покажу расчеты потерь мощности и энергии.

В линии ТП1-ф1 определяю потерю мощности и энергии:

$$\Delta P = 7,992 \text{ кВт},$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2350}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1129 \text{ час},$$

$$\Delta W = 7,992 \cdot 1129 = 8775,3 \text{ кВтгод}.$$

Остальные расчетные данные потери мощности и энергии в других линиях отобразим в приложении А таблица А3.

#### 4.4 Расчет наружного освещения

Произведу расчет наружного освещения при помощи приближенного метода. Согласно этого метода нагрузку уличного освещения определяю исходя из значения 7-10 кВт на один погонный километр проезжей части (дорог, переулка, проулка, бульвара, проезда и прочее.) [3]. Согласно выше изложенного, нагрузку наружного освещения буду определять по следующей формуле:

$$P_{\text{освещ}} = L_{\text{лин}} \cdot (7-10), \quad (21)$$

где - длина освещаемой дороги (проезда, проулка и прочее.), км.  $L$

Для примера рассчитаю нагрузку освещения по улицы Белинского.

$$P_{\text{освещ}} = 0,24 \cdot 10 = 2,4 \text{ кВт}.$$

Определю для всех дорог приближенную нагрузку наружного освещения в моем районе:

$$P_{\Sigma \text{освещ}} = 9,04 + 5,72 + 4,72 + 4,32 + 2,4 + 9,04 + 5,72 + 5,72 + 2,4 + 1,6 + 4,2 + 1,6 = 56,48 \text{ кВт}.$$

Общая протяженность улиц подверженного реконструкции района:

$$L_{\Sigma} = 1,808 + 1,716 + 0,472 + 0,432 + 0,24 + 0,904 + 0,24 + 0,16 + 0,42 + 0,16 = 5,648 \text{ км}.$$

Полученные данные отобразим в таблице 4.

Таблица 4 - Нагрузки уличного освещения

Название улицы	Длина дороги, км	Удельная мощность, кВт/км	$P_{освещ}$ , кВт
40 лет Октября	0,904	10	9,04
Ленина	0,572	10	5,72
Куйбышева	0,472	10	4,72
Петровского	0,432	10	4,32
Белинского	0,240	10	2,4
Кирова	0,904	10	9,04
50 лет Октября	0,572	10	5,72
пер. Зеленый	0,572	10	5,72
пер. Чехова	0,240	10	2,4
пер. Угловой	0,160	10	1,6
Островского	0,420	10	4,2
Калинина	0,160	10	1,6
Сумма	5,648	-	56,48

При монтаже используем лампы марки ДНаТ. Суммарное число ламп при установке фонарей расположением в один ряд и через расстояние 28 м составит 202 штуки.

#### 4.5 Расчёт электрических нагрузок ТП

Воспользуюсь приближенной формулой для подсчета нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанциях вид которой имеет представление ниже:

$$P_{расч.ж.д.общ} = P_{зд.макс} + \sum_1^n K_{у.і} P_{зд.і}, \quad (22)$$

где - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемая от трансформаторов или трансформатора, кВт;  $P_{зд.макс}$

$P_{зд.і}$  - нагрузки расчетные других зданий, питаемые от трансформаторов или трансформатора, кВт;

$K_{у.і}$  - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных помещений и зданий или жилых домов, [3].

Покажем расчет нагрузок на примере трансформаторной подстанции №15.

Трансформаторная подстанция №15 включает в себя следующие нагрузки:

Дома жилые с номерам по плану: 23, 24, 25, 26, 62, 63.

Обладающий максимальной расчетную нагрузку является Дом №23:

$$P_{23} = 168 \text{ кВт, квар. } Q_{23} = 33,6$$

Коэффициент участия в максимуме нагрузки жилого дома остальных потребителей, то есть дошкольного учреждения, школы и жилых домов определяю по таблице 2.1.3, [1]:

$$\hat{E}_{\text{общ}} = 0,4, \text{ } K_{\text{у.ж.д}} = 0,9$$

Определяю на шинах ТП-15 расчетную нагрузку:

Вычислю активную нагрузку:

$$\begin{aligned} P_{\text{расч.ТП-15}} &= P_{23} + K_{\text{у.ж.д}} \cdot (P_{24} + P_{25} + P_{26} + P_{62} + P_{63}) = \\ &= 168 + 0,9 \cdot (168 + 168 + 168 + 126 + 10) = 744 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Вычислю реактивную нагрузку:

$$\begin{aligned} Q_{\text{расч.ТП-15}} &= Q_{23} + K_{\text{у.ж.д}} \cdot (Q_{24} + Q_{25} + Q_{26} + Q_{62} + Q_{63}) = \\ &= 33,6 + 0,9 \cdot (33,6 + 33,6 + 33,6 + 25,2 + 2,5) = 149,25 \text{ квар.} \end{aligned}$$

Полная мощность приведенная к шинам 0,4 кВ на ТП-15 нахожу следующим образом:

$$S_{\text{расч.ТП-15}} = \sqrt{P_{\text{расч.ТП-15}}^2 + Q_{\text{расч.ТП-15}}^2} = \sqrt{744^2 + 149,25^2} = 758,8 \text{ кВА.}$$

Для всех оставшихся ТП произведу вычисления как выше. Полученные данные отображу в приложении А таблица А4.

## 5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП

### 5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

Необходимое число силовых трансформаторов, планируемые к монтажу на реконструируемой (проектируемой) ТП будет зависеть от категоричности потребителя в зависимости от надежности электроснабжения. Когда в системе имеются потребители I и II категории, то количество силовых трансформаторов необходимо устанавливать не менее двух (согласно требованию ПУЭ).

В реконструируемом мною районе преобладают потребители II категории, и я принимаю к установке на трансформаторных подстанциях по два трансформатора согласно требования ПУЭ.

По следующей формуле буду находить мощность силовых трансформаторов:

$$S_{тр} = \frac{S_{ТП}}{n_{тр} \cdot K_{загр}^{opt}}, \quad (23)$$

где - нагрузка расчётная на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;  $S_{ТП}$

$n_{тр}$  - количество трансформаторов;

$K_{загр}^{opt}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для второй и третьей категории потребителя значение будет ).  $K_{загр}^{opt} = 0,75$

Из ряда стандартных выпускаемых трансформаторов выберу номинальную мощность трансформатора. Мощность номинальная должна превышать расчётную.

Затем, когда выбрал трансформатор произведу проверку верного выбора по коэффициенту загрузки.

$$K_{загр} = \frac{S_{ТП}}{n_{тр} \cdot S_{тр.ном}}. \quad (24)$$

Следующему условию должен удовлетворять коэффициент загрузки трансформатора.

$$0,5 \leq K_{загр} \leq 0,75 . (25)$$

В том случае если условие (25) превышает допустимое значение, то в этом случае необходимо выбрать силовой трансформатор большей мощности, если же меньше допустимого значения , то следует выбрать силовой трансформатор меньшей мощности.

Произведу выбор мощности трансформатора на ТП-1:

Определяю мощность силового трансформатора:

$$S_{тр} = \frac{S_{ТП-1}}{n_{тр} \cdot K_{загр}} = \frac{765,4}{2 \cdot 0,75} = 510,273 \text{ кВА},$$

Для ТП-1 выбираю два трансформатора мощность каждого по 630 кВА, марка силового трансформатора ТМ-630/10, [5].

Далее определяю коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{загр} = \frac{S_{ТП-1}}{n_{тр} \cdot S_{тр.ном}} = \frac{765,4}{2 \cdot 630} = 0,6 ,$$

$$0,5 \leq 0,6 \leq 0,75 .$$

Условие (25) выполняется, следовательно силовой трансформатор выбран правильно. Аналогично определяем мощность трансформаторов на всех других трансформаторных подстанция.

Результаты расчетов остальных мощностей и коэффициентов заносим в приложении А таблица А 5.

## 5.2 Определение потерь мощности в трансформаторах

Существует два вида потерь в силовых трансформаторах: потери холостого хода и нагрузочные потери. Потери в свою очередь носят реактивные, и активные характеры.

Потери полные активные в трансформаторах определяю по ниже изложенной формуле, [3]:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{xx} + K_{загр}^2 \cdot \Delta P_{кз}, \quad (26)$$

где - потери холостого хода активные;  $\Delta P_{xx}$

$K_{загр}$  - коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta P_{кз}$  - потери короткого замыкания активные.

Определю полную реактивную потерю в трансформаторе по ниже изложенной формуле, [3]:

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_{xx} + K_{загр}^2 \cdot \Delta Q_{кз}, \quad (27)$$

где - потери холостого хода реактивные;  $\Delta Q_{xx}$

$K_{загр}$  - коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta Q_{кз}$  - потери короткого замыкания реактивные.

Потерю короткого замыкания реактивную найду по следующей формуле:

$$\Delta Q_{кз} = S_{тр.ном} \cdot \frac{U_{кз}}{100}, \quad (28)$$

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

$U_{кз}$  - напряжение короткого замыкания.

По следующей формуле вычислю реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_{xx} = S_{тр.ном} \cdot \frac{I_{xx}}{100}, \quad (29)$$

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

$I_{xx}$  - ток холостого хода.

Характеристики устанавливаемых силовых трансформаторов, устанавливаемых на ТП, беру из справочника, и отображу их в приложении А таблица А6.

Произведу для примера на ТП1 расчет потери мощности в трансформаторе:

Мощность полная ТП1: кВА.  $S_{тр.ном} = 630$

Определю полную активную потерю в трансформаторе:

$$\Delta P_{mp} = 2 + 0,6^2 \cdot 7,6 = 9,96 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{кз} = 630 \cdot \frac{6,5}{100} = 40,95 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{хх} = 630 \cdot \frac{2}{100} = 12,6 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{mp} = 12,6 + 0,6^2 \cdot 40,95 = 53,91 \text{ квар}.$$

Точно таким же способом рассчитываю потерю в трансформаторах в оставшихся трансформаторных подстанциях.

Полученные данные отображу в приложении А таблица А7.

### 5.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ

Во время расчета нагрузки трансформаторной подстанции, приведенной к напряжению 10 кВ, необходимо учитывать активную и реактивную потерю мощности в трансформаторе.

Определю полную мощность трансформаторной подстанции, приведенную к высокой стороне, по выражению:

$$S^{10кВ}_{ТПi} = \sqrt{\left( P_{расч.ТПi} + 2 \cdot \Delta P_{mp.ТПi} \right)^2 + \left( Q_{расч.ТПi} + 2 \cdot \Delta Q_{mp.ТПi} \right)^2}, \quad (30)$$

где - активная расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ;  $P_{расч.ТПi}$

$Q_{расч.ТПi}$  - реактивная нагрузка расчетная на шинах 0,4 кВ;

$\Delta P_{mp.ТПi}$  - потери мощности в трансформаторах активные;

$\Delta Q_{mp.ТПi}$  - потери мощности в трансформаторах реактивные.

Рассчитаю на ТП1 нагрузку трансформаторной подстанции, приведенной к высокой стороне, в качестве примера:

$$S_{ТП1}^{10кВ} = \sqrt{759,995^2 + 165,066^2} = 777,715 \text{ кВА.}$$

Точно так же произведу расчет нагрузок трансформаторных подстанций на стороне 10 кВ всех оставшихся.

Полученные результаты отобразим в приложении А таблица А8.

#### **5.4 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ**

Точно также как и нагрузку распределительной сети напряжением 0,4 кВ, рассчитываю расчетные электрических нагрузок городских сетей напряжением 10 кВ. А значит коэффициент, который учитывает совмещение максимумов нагрузок, принимаемый по таблице 2.4.1, [1] умножаю на суммы расчётных нагрузок трансформаторов отдельных ТП присоединенных к данному элементу сети.  $K_{уч}$

Для примера возьму участок ТП-14-ТП-15 и произведу расчет распределительной линии напряжением 10 кВ рассмотрим на примере ТП15 - ТП14, которая в свою очередь находится в петле ИП-ТП-13-ТП-4-ТП-3-ТП-2-ТП-1-ТП-14-ТП-15-ИП.

Даны нагрузки на ТП:

ТП-14:  $P=730,2$  кВт,  $Q=278,7$  квар.

ТП-15:  $P=783,6$  кВт,  $Q=162,2$  квар,

Поскольку мой район имеет более 70% нагрузки жилых домов, и не более 30% нагрузкой являются общественные здания, то при двухтрансформаторной КТП коэффициент участия в максимуме нагрузок принимаем:  $K_{уч} = 0,9$

Определяю расчетную мощность линии в нормальном режиме:

$$P_{р.л.норм} = 783,6 + 0,9 \cdot 730,2 = 1440,7 \text{ кВт,}$$

$$Q_{р.л.норм} = 162,2 + 0,9 \cdot 278,7 = 413 \text{ квар,}$$

$$S_{р.л.норм} = \sqrt{1440,7^2 + 413^2} = 1498,8 \text{ кВА.}$$

Остальные участки линий рассчитываю в том же порядке. Полученные значения отображаю в приложении А таблица А9.

### **5.5 Выбор схемы распределительной сети напряжением 10 кВ**

При реконструкции (проектировании) питающих и распределительных сетей должны учитываться и выполняться основные требования. К питающим и распределительным сетям относятся такие требования как:

- 1) в каждом режиме работы сети (нормальном, аварийном и других.) качество электроэнергии обязано соответствовать нормативам;
- 2) во время эксплуатации сети должны быть практичными и удобными;
- 2) на каждом этапе эксплуатации сети должно обеспечиваться установленный эталон надежности электроснабжения потребителя для всех категорий пользования;
- 4) реконструируемые сети обязаны иметь простые, наглядные схемы;
- 5) при обслуживании персоналом сети должны быть безопасными.

Преимущественно используем петлевую схему при использовании секционирующего разъединителя. Каждая полупетля может питать четыре – пять ТП трансформаторами мощностью до 630 кВА, согласно [7].

Разработаем два проекта по реконструкции распределительных сетей напряжением 10 кВ. Схемы представлены на рисунках 1 и 2.

В первом варианте запитывание трансформаторных подстанций напряжением 10 кВ от ИП буду осуществлять с применением петлевых схем. При нормальных режимах работы проектируемой сети петли будут находиться в разомкнутом состоянии.

Во втором варианте подключение трансформаторных подстанций напряжением 10 кВ от ИП буду производить петлевыми схемами, а так же в каждой петле будет по одной тупиковой отпайке. При нормальных режимах работы проектируемой сети петли будут находиться в разомкнутом состоянии.

Произведем технико-экономическое сравнение вариантов.



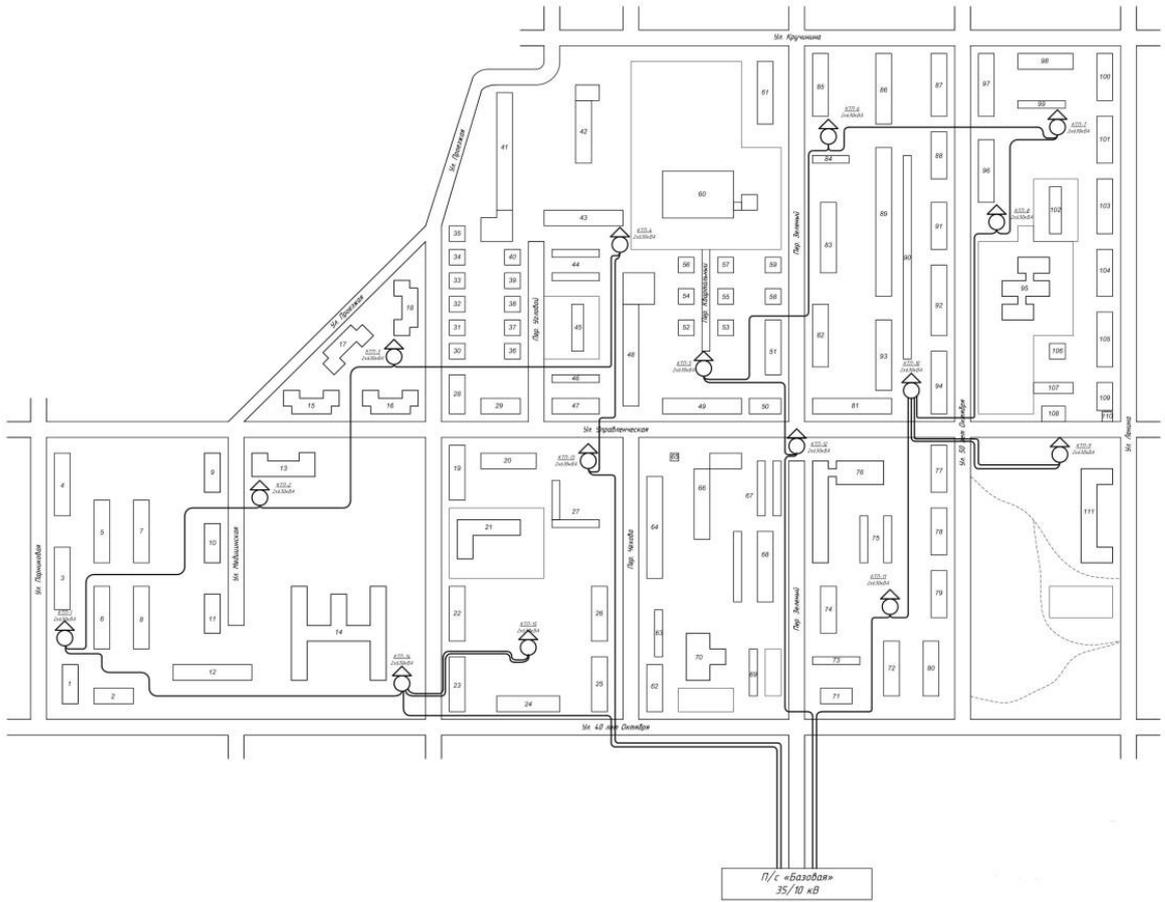


Рисунок 2 - Вариант 2

Исходя проведенного технико-экономического сравнения, выбираем вариант 1.

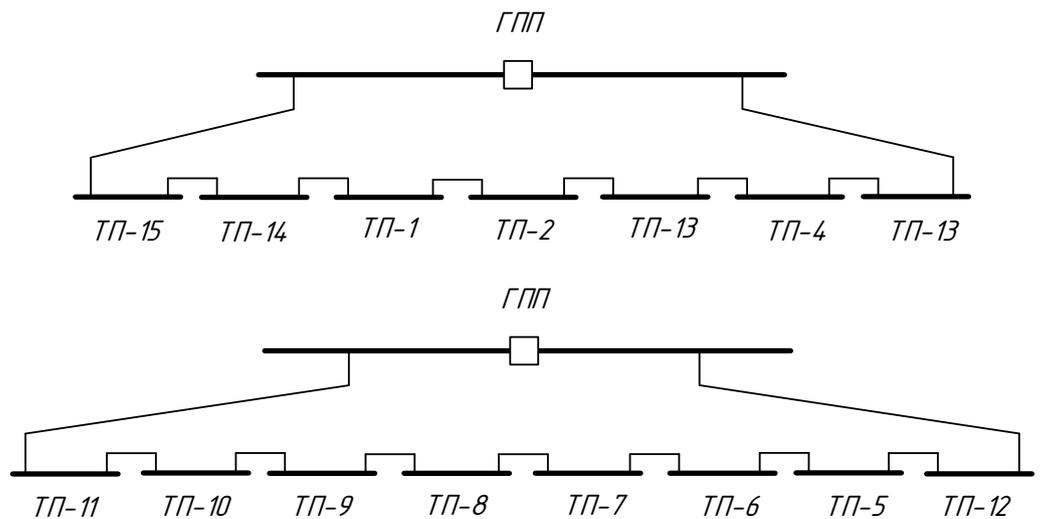


Рисунок 3 - Схема высоковольтной распределительной сети

## 5.6 Выбор и проверка сечения распределительной сети 10 кВ

Выбирать сечение кабелей напряжением 10 кВ буду осуществлять так же, как производил в распределительной сети 0,38 кВ.

Помимо этого выбранные сечения кабелей должны подчиняться условию нагрева, которое приведено ниже [6]:

$$F_{\text{выбр}} \geq 35 \text{ мм}^2, \quad (31)$$

где  $F_{\text{выбр}}$  - сечение кабеля выбранное для монтажа.

Произведу выбор кабеля необходимого сечения на участке ТП-14-ТП-15. Полученные результаты отображу в таблице 5.

В нормальном режиме расчетный ток кабеля составит:

$$I_{\text{расч}} = \frac{2077,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 119,9 \text{ А.}$$

Выбираю кабель сечением  $50 \text{ мм}^2$ , марки АПВП2Г, трехжильный с длительно допустимым током А.  $I'_{\text{дл.доп}} = 195$

После аварийного режима, когда оборван головной участок ИП-ТП-15 определю ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ав.расч}} = \frac{2181,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 125,97 \text{ А,}$$

$$I_{\text{дл.доп}} = I'_{\text{дл.доп}} \cdot K_{\text{окр.}} \cdot K_{\text{прок.}} = 195 \cdot 1 \cdot 1 = 195 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ав.расч}} \leq 1,3 I_{\text{дл.доп}},$$

$$125,97 \leq 253,5.$$

Сечение выбрал правильно по длительно допустимому току так, как условия (15) и (30) выполняются, в чем можно убедиться по данным расчетов.

Данные всех расчетов отображу в таблице 5.

Таблица 5 - Сечения и марки высоковольтных кабелей

Линия	$S_{\text{расч.л}}$ , кВА	$I_{\text{расч}}$ , А	$I_{\text{ав.расч}}$ , А	$I_{\text{дл.доп}}$ , А	$I_{\text{дл.доп}} \cdot 1,3$ , А	F, мм <sup>2</sup>	Марка кабеля
1	2	3	4	5	6	4	8
ИП-ТП15	2877,2	166,1	174,42	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП15-ТП14	2078	119,9	125,9	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП14-ТП1	1303	75,2	78,9	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП1-ТП2	525,4	30,3	31,8	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП2-ТП3	236,8	13,7	14,3	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП3-ТП4	1005	58,1	60,9	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП4-ТП13	1755	101,3	106,4	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП13-ИП	2571	148,5	155,9	195	253,5	50	АПВП2Г
ИП-ТП11	3189	184,1	193,3	240	312	70	АПВП2Г
ТП11-ТП10	2422	139,8	146,8	240	312	70	АПВП2Г
ТП10-ТП9	1590	91,8	96,4	240	312	70	АПВП2Г
ТП9-ТП8	1206	69,6	73,1	240	312	70	АПВП2Г
ТП8-ТП7	350,4	20,2	21,2	240	312	70	АПВП2Г
ТП7-ТП6	476	27,5	28,8	240	312	70	АПВП2Г
ТП6-ТП5	1249	72,1	75,7	240	312	70	АПВП2Г
ТП5-ТП12	2001	115,5	121,3	240	312	70	АПВП2Г
ТП12-ИП	2826	163,1	171,3	240	312	70	АПВП2Г

Согласна методическим указаниям выбранные кабеля напряжением 10 кВ, необходимо проверить на отклонение напряжения [6].

А так же необходимо проверить потерю напряжения в распределительных линиях напряжением 10 кВ, тем же способом что и в низковольтных, [6].

Произведу расчет в участке ИП-ТП-15 потери.

Определяю потерю напряжения в линии ИП-ТП-15 в нормальном режиме:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\% , (32)$$

Определяю потерю напряжения в линии ИП-ТП-15 в аварийном режиме:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 191,862 \cdot 0,49}{400} \cdot (0,36 \cdot 0,98 + 0,063 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0,595\% .$$

Из расчетов видно, что полученные данные ниже допустимых значений в

нормальном и аварийном режимах, по этому, линия удовлетворяет требованию ГОСТ.

Данные по расчетам остальных линий отображу в приложении А таблица А10.

Судя по данным в таблице А10 можно сделать заключение о том, что по потери напряжения в высоковольтной линии выбор кабелей и их проверка осуществлена правильно, поскольку расчетные отклонения напряжения удовлетворяют требованию ГОСТ

### **5.7 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ**

Реконструируемую (проектируемую) линию также нужно просчитать на потерю мощности и энергии. Проверяются линии номиналом в 10 кВ на потерю мощности и энергии точно такой же методикой как и низковольтные.

Произведу расчеты линии ИП-ТП-15 на потерю мощности и энергии в высоковольтной кабельной линии.

Определяю в линии ИП-ТП-15 потерю мощности и энергии:

$$\Delta P = 14,6 \text{ кВт},$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1292 \text{ час},$$

$$\Delta W = 14,6 \cdot 1292 = 18863,2 \text{ кВтгод}.$$

Остальные линии рассчитываются аналогично, а данные расчетов всех линий отображу в приложении А таблица А11.

## 6 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Компенсация реактивной мощности производится на шинах низкого напряжения (10 кВ) путём установки конденсаторных батарей.

где  $\text{tg}\varphi_{\text{пд}}$  - предельно допустимый коэффициент мощности,  $\text{tg}\varphi_{\text{пд}}=0,4$ .

$$P^{10\text{кВ}}=11129,9 \text{ кВт}$$

$$Q^{10\text{кВ}}=2742,426 \text{ кВар}$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{p}} = \frac{2742,426}{11129,9} = 0,25$$

Компенсация реактивной мощности не требуется.

## 7 РАСЧЕТ ЦЭН И ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Для определения месторасположения трансформаторных подстанций необходимо определить центр электрических нагрузок

Центр электрических нагрузок определяется по формулам:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i} ; Y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} ;, (33)$$

Подставив значения координат и мощности объектов электроснабжения в формулы, рассчитаем координаты условного ЦЭН для ТП1.

$$X = \frac{93,6 * 48 + 93,6 * 75 + 119 * 43 + 119 * 43 + 119 * 68 + 119 * 93 + 119 * 68}{93,6 + 93,6 + 119 + 119 + 119 + 119 + 119} = 62$$

$$Y = \frac{93,6 * 48 + 93,6 * 40 + 119 * 115 + 119 * 175 + 119 * 145 + 119 * 145 + 119 * 90}{93,6 + 93,6 + 119 + 119 + 119 + 119 + 119} = 112$$

Таким образом, ЦЭН рассматриваемого района имеет условные координаты (62;112).

Таблица 6 - Координаты центров электрических нагрузок

Номера элементов на плане	Расчетная активная мощность Р, кВт	Координаты на плане	
		X	Y
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	93,6	48	48
2	93,6	75	40
3	119	43	115
4	119	43	175
5	119	68	145
6	119	93	145
7	119	68	90
КТП1		62	112
8	119	93	90
9	93,6	138	182
10	93,6	138	137

## Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
11	93,6	138	92
13	126	183	185
15	126	200	227
16	126	250	227
КТП2		166	166
17	126	220	264
18	126	260	287
28	93,6	293	233
29	93,6	319	225
30	14,5	293	260
31	14,5	293	275
32	14,5	293	230
33	14,5	293	305
34	14,5	293	320
35	14,5	293	335
36	14,5	328	260
37	14,5	328	275
38	14,5	328	230
39	14,5	328	305
40	14,5	328	320
41	180	322	377
КТП3		288	289
42	183,7	372	405
43	168	372	345
44	20	367	315
45	25,92	369	275
46	10	368	243
47	119	368	225
48	196,8	402	266
КТП4		379	314
49	168	447	225
50	104	487	225
51	119	492	261
52	14,5	438	275
53	14,5	463	275
54	14,5	438	295
55	14,5	463	295
56	14,5	438	315
57	14,5	463	315
58	14,5	493	295
59	14,5	493	315
60	75	447	360
61	168	488	425
КТП5		471	288
83	191,4	527	328
84	5	529	383
85	168	523	429
86	168	563	426

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
87	189	598	429
90	25	578	319
КТП6		553	398
98	182,4	665	445
99	10	663	418
100	152,2	703	434
101	137,2	703	395
102	25,92	672	350
103	182,4	703	352
104	131,5	703	309
КТП7		693	388
88	137,3	598	385
95	92	654	300
96	191	628	375
97	407,4	628	431
КТП8		625	395
105	182,4	703	268
106	14,5	673	259
107	25,92	269	237
108	25,92	670	220
109	80	703	230
110	12	704	219
111	25	693	157
КТП9		668	244
89	150	562	344
91	126	598	340
92	182,4	598	294
93	182,4	563	257
94	188,2	598	239
КТП10		583	233
69	10	480	55
71	104	532	40
72	126	567	58
73	10	533	62
75	20	558	141
77	126	598	184
78	126	598	144
79	126	598	105
80	132,2	592	58
КТП11		579	99
67	30	490	172
68	168	482	124
74	126	528	95
76	138	531	173
81	179,2	543	225
82	182,4	523	270
КТП12		519	183



## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Расчеты токов КЗ требуется выполнить не только для того что бы произвести выбор и проверку кабельной линии, а также токи КЗ необходимы при выборе и проверки коммутационных устройств по динамической и термической стойкости при действии токов КЗ. К тому же токи КЗ потребуются при выборе и проверке уставок в релейной защите и автоматике. К тому же расчеты токов КЗ необходимо произвести и в низковольтных, и в высоковольтных сетях по отдельности.

### 8.1 Расчет токов КЗ в высоковольтной сети.

При расчетах токов КЗ на высоковольтном участке цепи мне необходимо определить на шинах как высокого так и низкого напряжения, а так же произвести расчет на шине высокого напряжения самой дальней КТП, [9].

Схемы замещения изображены на рисунке 5.

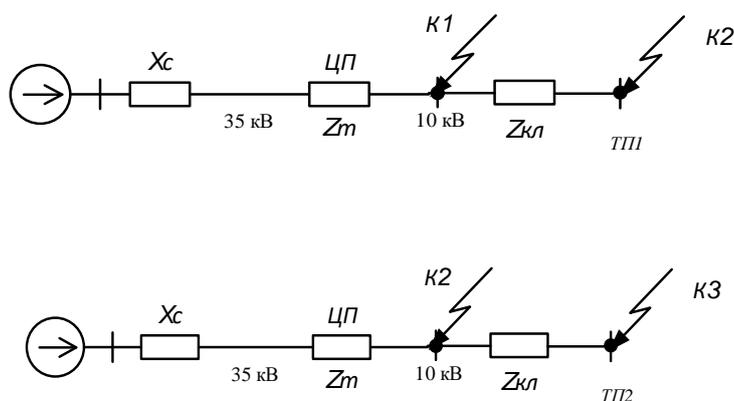


Рисунок 5 - Схемы замещения

Выполнять расчет токов КЗ согласно методике приближенным методом, единицей измерения будет относительная единица. На схемах замещения изображены точки  $K1$ ,  $K2$  и  $K3$ , в этих точках я и буду производить расчет токов КЗ.

$$S_g = 100 \text{ МВА}; \text{ МВА. } S_{kr} = 800$$

Сопротивление системы найду по следующей формуле:

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_{\delta}}{S_{\text{кз}}}, \quad (34)$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{100}{800} = 0.125 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_m = \frac{U_{\text{кз, \%}} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_H}, \quad (35)$$

где - напряжение короткого замыкания, 7,5%.  $U_{\text{кз, \%}}$

$$X_m = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 6.3} = 1.19 \text{ о.е.}$$

Сопротивление КЛ ИП-ТП-15-ТП-14-ТП-1-ТП-2-ТП-3-ТП-4-ТП-13:

$$X_{\text{кл}} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_H^2}, \quad (36)$$

$$R_{\text{кл}} = R_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_H^2}, \quad (37)$$

$$X_{\text{клГПП-ТП13}} = 0,063 \cdot (0,6 + 0,176 + 0,284 + 0,176 + 0,244 + 0,288 + 0,128) \cdot \frac{100}{100} = 0,119 \text{ о.е.},$$

$$R_{\text{клГПП-ТП13}} = 0,36 \cdot (0,6 + 0,176 + 0,284 + 0,176 + 0,244 + 0,288 + 0,128) \cdot \frac{100}{100} = 0,683 \text{ о.е.}$$

Сопротивление КЛ ИП-ТП-11-ТП-10-ТП-9-ТП-8-ТП-7-ТП-6-ТП-5-ТП-12:

$$X_{\text{клГПП-ТП12}} = 0,061 \cdot (0,47 + 0,116 + 0,284 + 0,18 + 0,72 + 0,268 + 0,168 + 0,184) \cdot \frac{100}{100} = 0,146 \text{ о.е.},$$

$$R_{\text{клГПП-ТП12}} = 0,256 \cdot (0,47 + 0,116 + 0,284 + 0,18 + 0,72 + 0,268 + 0,168 + 0,184) \cdot \frac{100}{100} = 0,612 \text{ о.е.}$$

Ток базисный найду по выражению:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{кз}}}, \quad (38)$$

где - беру по среднему ряду напряжения.  $U_{\text{кз}}$

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ о.е.}$$

Сопротивление полное до точки короткого замыкания определяю по формуле:

$$Z_1 = X_m + X_{\text{суст}}, \quad (39)$$

$$Z_1 = 1.19 + 0,125 = 1.315 \text{ о.е.}$$

$$Z_2 = \sqrt{(X_m + X_{\text{суст}} + X_{\text{кЛГПП-ТПП3}})^2 + (R_{\text{кЛГПП-ТПП3}})^2}, \quad (40)$$

$$Z_2 = \sqrt{(1.19 + 0.125 + 0.119)^2 + (0.683)^2} = 1,576 \text{ о.е.}$$

$$Z_3 = \sqrt{(X_m + X_{\text{суст}} + X_{\text{кЛГПП-ТПП2}})^2 + (R_{\text{кЛГПП-ТПП2}})^2}, \quad (41)$$

$$Z_3 = \sqrt{(1.19 + 0.125 + 0,146)^2 + (0,612)^2} = 1,571 \text{ о.е.}$$

В месте КЗ начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока будет составлять:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{E_{\text{суст}}}{Z} \cdot I_{\delta}, \quad (42)$$

где - ЭДС системы ( $E_{\text{суст}} E_{\text{сист}} = 1$ ), о.е.;

$Z$  - полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$I_{\text{КЗ.1}}^{(3)} = \frac{E_{\text{суст}}}{Z_1} \cdot I_{\delta 2}, \quad (43)$$

$$I_{\text{КЗ.1}}^{(3)} = \frac{1}{1,302} \cdot 5,499 = 4,225 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{КЗ.2}}^{(3)} = \frac{E_{\text{суст}}}{Z_2} \cdot I_{\delta 2}, \quad (44)$$

$$I_{K3.2}^{(3)} = \frac{1}{1,576} \cdot 5,499 = 3,488 \text{ кА.}$$

$$I_{K3.3}^{(3)} = \frac{E_{сучт.}}{Z_3} \cdot I_{62}, \quad (45)$$

$$I_{K3.3}^{(3)} = \frac{1}{1,571} \cdot 5,499 = 3,499 \text{ кА.}$$

Произведу расчет начального действующего значения периодической составляющей двухфазного тока в месте КЗ по следующему выражению:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (46)$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,225 = 3,659 \text{ кА,}$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,488 = 3,021 \text{ кА,}$$

$$I_{K34}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,499 = 3,03 \text{ кА,}$$

Произведу расчет ударного тока в месте КЗ согласно выражения:

$$i_{удар} = \sqrt{2} \cdot K_{удар} \cdot I_{П0КЗ}^{(3)}, \quad (47)$$

где - ударный коэффициент.  $K_{удар}$

Определение ударного коэффициента произведу по выражению:

$$K_{удар} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (48)$$

Где - постоянная времени затухания.  $T_a$

Определение постоянной времени затухания произведу по выражению:

$$, \quad (49) \quad T_a = \frac{\Sigma X}{\omega \cdot \Sigma R}$$

где - угловая частота напряжения сети ( $\omega=314$ ).  $\omega$

Рассчитаю ударный ток в каждой точке:

Напряжение 10 кВ:

$$T_{a2} = 0,02, K_{удар2} = 1,6$$

$$i_{удар1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 4,225 = 9,559 \text{ кА.}$$

Точка К2:

$$T_{a1} = \frac{1,421}{314 \cdot 0,683} = 0,007,$$

$$K_{удар3} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,007}} = 1,221,$$

$$i_{удар3} = \sqrt{2} \cdot 1,221 \cdot 3,488 = 6,024 \text{ кА.}$$

Точка К3:

$$T_{a3} = \frac{1,447}{314 \cdot 0,612} = 0,008,$$

$$K_{удар3} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,008}} = 1,265,$$

$$i_{удар3} = \sqrt{2} \cdot 1,265 \cdot 3,499 = 6,261 \text{ кА.}$$

Полученные расчеты токов КЗ отображу в таблице 7.

Таблица 7- Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{КЗ}^{(3)}$ , кА	$I_{КЗ}^{(2)}$ , кА	$i_{удар}$ , кА
К1	4,225	3,659	9,559
К2	3,488	3,021	6,024
К3	3,499	3,03	6,261

## 8.2 Расчет токов КЗ в низковольтной сети

Необходимо произвести расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ как на шинах 0,4 кВ моей расчетной ТП, так и на концах всех отходящих линий.

Произведу расчет в низковольтной цепи на ТП-8.

При этих условиях а произведу расчет начального значения периодической составляющей спо ниже изложенного выражения:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (50)$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = 4,225, \text{ кА}$$

где - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.  $Z$

Определю сопротивление системы по формуле ниже, Ом:

$$X'_s = \frac{U_{10кВ}}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa 10кВ}^{(3)}}, \quad (51)$$

$$X'_s = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 4,225} = 1,367, \text{ Ом}$$

$$X_s = X'_s \left( \frac{U_{0,4кВ}}{U_{10кВ}} \right)^2, \quad (52)$$

$$X_s = 1,367 \left( \frac{0,4}{10} \right)^2 = 2,186, \text{ мОм}$$

Определю сопротивление кабеля по формуле ниже, Ом:

$$X_{\kappa л} = X_{\gamma \delta} l, \quad (53)$$

$$X_{\kappa л} = 0,051 \cdot 0,088 = 0,00488, \text{ Ом}$$

$$R_{\kappa л} = R_{\gamma \delta} l, \quad (54)$$

$$R_{\kappa л} = 0,07 \cdot 0,088, \text{ Ом}$$

Произведу расчет реактивного и активного сопротивления трансформатора по выражениям ниже приведенным, Ом:

$$z_T = \frac{U_{к.з.\%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{Т.ном}}, \quad (55)$$

$$z_T = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 630} = 13,968, \text{ мОм}$$

$$r_T = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}^2}, \quad (56)$$

$$r_T = \frac{7,6 \cdot 0,4^2}{630^2} = 3,064, \text{ мОм}$$

где - Напряжение КЗ, %;  $U_{к.з.\%}$

$\Delta P_{к.з.}$  - Потери КЗ, %.

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}, \quad (57)$$

$$x_T = \sqrt{13,968^2 - 3,064^2} = 13,628, \text{ мОм}$$

Расчет ударного тока металлического трехфазного к.з. от системы произведу по формуле, кА:

$$i_{уд.с}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд.с} \cdot I_{к.з}^{(3)}, \quad (58)$$

$$, \text{ кА } i_{уд.с}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 14,336 = 26,357$$

где - коэффициент ударный.  $k_{уд.с}$

Согласно методике расчетов для к.з. на стороне до 1 кВ трансформаторов принимаю в зависимости от мощности силового трансформатора: для трансформаторов 250, 400 кВА значение; для трансформаторов

630, 1000 кВА значение ,[9].  $k_{уд.с} k_{уд.с} = 1,2 k_{уд.с} = 1,3$

Произведу расчет тока однофазного КЗ по выражению, кА:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}, \quad (59)$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{231}{\left(\frac{70,6}{3}\right)} = 9,815, \text{ кА}$$

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

$z_n$  - сопротивление полное петли фазного и нулевого провода, Ом.

Произведу расчет полного сопротивления петли фазного и нулевого провода по следующему выражению, Ом:

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}, \quad (60)$$

$$z_n = 43,261, \text{ мОм.}$$

где , - сопротивление фазного провода активное и реактивное, Ом;  $r_{\phi} x_{\phi}$

$r_N$  , - сопротивление нулевого провода активное и реактивное, Ом.  $x_N$

Показания всех вычислений отображу в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{КЗ}^{(3)}$ , кА	$i_{удар}$ , кА	$I_{КЗ}^{(1)}$ , кА
1	2	3	4
ТП1			
К1	14.316	26.32	9.811
К2	3.588	5.078	1.686
К3	4.43	6.29	2.094
К4	1.227	1.735	0.592
ТП2			
К1	11.481	19.483	8.343
К2	4.122	5.865	2.019

## Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
K3	1.5	2.122	0.725
ТП3			
K1	21.052	38.703	11.763
K2	5.99	8.487	2.682
K3	5.291	7.495	2.4
K4	4.579	6.484	2.104
ТП4			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	3.612	5.122	1.723
K3	4.161	5.906	1.973
K4	4.867	6.889	2.215
ТП5			
K1	21.052	38.703	11.763
K2	4.43	6.272	2.041
K3	5.584	7.927	2.55
K4	4.29	6.074	1.982
ТП6			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	1.126	1.593	0.545
K3	6.509	9.267	2.966
K4	1.795	2.538	0.863
ТП7			
K1	21.052	38.703	11.763
K2	4.91	6.953	2.243
K3	5.506	7.799	2.488
ТП8			
K1	4.225	3.659	9.559
K2	3.488	3.021	6.024
K3	3.499	3.03	6.261
ТП9			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	4.161	5.906	1.973
ТП10			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	4.161	5.906	1.973
K3	2.37	3.352	1.121
ТП11			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	3.488	3.021	6.024
K3	6.509	9.267	2.966
ТП12			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	4.122	5.865	2.019
K3	3.499	3.03	6.261
ТП13			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	4.161	5.906	1.973

## Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
K3	3.612	5.122	1.723
ТП14			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	4.579	6.484	2.104
K3	6.509	9.267	2.966
ТП15			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	5.99	8.487	2.682
K3	5.584	7.927	2.55

## 9 ВЫБОР КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В настоящее время существует множество производителей трансформаторных подстанций которые осуществляют прием, преобразование и распределение электрической энергии. По желанию заказчик может выбрать как открытые так и закрытые подстанции. Закрытые подстанции выполняются в виде киосков, материал изготовления разнообразный (железные, бетонные, евро вагончики). Такие закрытые подстанции называют КТП. У них очень много преимуществ: они мобильны, легки и удобны для транспортировки; имеют высокую степень заводской готовности; повышенная надежность работы оборудования, так как корпуса блоков РУВН и РУНН теплоизолированные; производитель легко и быстро по заполнению опросного листа начиняет необходимым оборудованием; внутри КТП имеются проходы для обслуживающего персонала согласно; схемы подстанции позволяют производить присоединение к сети радиально, двух лучевым, кольцевым и т.д.;

Для своих ТП я выбираю к установке стандартную комплектную закрытую трансформаторную подстанцию напряжением 10/0,4кВ в металлическом контейнере типа 2КТПНУ-М-АТ-630/10/0,4-У1 полной заводской готовности от производителя (ООО ПКФ «Автоматика») который комплектует их согласно заполненному опросному листу.

Согласно документации изделие 2КТПНУ-М-АТ-630/10/0,4-У1 предназначено для электроснабжения городов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, населенных пунктов с кабельным вводом линий 10 кВ.

Состоит КТП из отдельных трех блоков: блока щита РУНН; блока УВН; блока силовых трансформаторов.

Схема с расположения блоков выбранной КТП представлена на листе 7

Блоки полностью смонтированы электрическим оборудованием и всеми первичными и вторичными электрическими соединениями, за исключением силового трансформатора. Силовой трансформатор монтируется по месту.

Общий вид приведен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Общий вид 2КТІНУ-М-АТ-630/10/0,4-У1

## 10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА КТП

### 10.1 Выбор и проверка предохранителей

Предохранители выбираю по параметрам указанным ниже, [10]:

1) по напряжению:

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}, \quad (61)$$

2) по току предохранителя:

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{ном.расч}}, \quad (62)$$

3) по номинальному току плавкой вставки.

На требуемую чувствительность защиты плавкие вставки предохранителей буду проверять по следующему выражению:

$$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{к min}}}{I_{\text{ном.пл.вст}}} \geq 3, \quad (63)$$

Где - короткого замыкания минимальный ток, кА.  $I_{\text{к min}}$

Затем буду проверять предохранители на способность отключения:

$$I_{\text{к max}} \leq I_{\text{п.откл}}, \quad (64)$$

где – максимальный ожидаемый ток в месте КЗ, кА;  $I_{\text{к max}}$

$I_{\text{п.откл}}$  - предельно отключаемый ток, кА.

Произведу выбор на линии ТП-6-85 предохранителей

Вычислю расчетный ток согласно выражения:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (65)$$

$$I_{\text{расч}} = 352,4$$

По результатам расчетов выберу предохранительную вставку плавкую с номинальным током 400 А.

Выберу предохранитель марки ПН2-400 с номинальным током патрона 400 А.

Произведу проверку на требуемую чувствительность защиты:

$$K_{\text{чувств}} = \frac{3458}{400} = 8,6.$$

$$8,6 \geq 3.$$

Результаты положительные, значит условие выполнено.

Произведу проверку на отключающую способность:

$$7,3 \leq 25$$

Результаты положительные, значит условие выполнено.

Поскольку фидер 1 ТП-6 имеет наибольшее значение тока, то по остальным линиям выбираем такой же предохранитель. Все расчеты по выбору предохранителей занесу в таблицу 9.

Таблица 9 - Выбранные предохранители на напряжение 0,4 кВ

Линия	$I_{\text{ном.пл.вст}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном.пр}}, \text{ А}$	$I_{\text{п.откл}}, \text{ кА}$	Марка
1	2	3	4	5
ТП1-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП1-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП1-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП1-ф4	400	400	40	ПН2-400
ТП2-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП2-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП2-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП3-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП3-ф2	400	400	40	ПН2-400

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
ТП3-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП3-ф4	400	400	40	ПН2-400
ТП4-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП4-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП4-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП4-ф4	400	400	40	ПН2-400
ТП5-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП5-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП5-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП5-ф4	400	400	40	ПН2-400
ТП6-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП6-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП6-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП6-ф4	400	400	40	ПН2-400
ТП7-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП7-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП7-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП8-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП8-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП8-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП9-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП9-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП10-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП10-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП10-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП11-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП11-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП11-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП12-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП12-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП12-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП13-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП13-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП13-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП14-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП14-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП14-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП15-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП15-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП15-ф3	400	400	40	ПН2-400

Точно так же выбираю предохранители на напряжение 10 кВ.

Произведу выбор на ТП8 предохранителей напряжением 10 кВ.

$$I_{\text{расч.ТП-8}} = 156,3 \text{ А.}$$

Плавкую вставку предохранителя выбираю с номинальным током 160 А.

Выбираю марку предохранителя ПКТ 104-10-160-20 У3 на номинальный ток 160 А.

Поскольку данные остальных КТП не отличаются, следовательно, выбор произвожу как на ТП-8, результаты заносу в таблицу 10.

Таблица 10 - Выбранные предохранители на напряжение 10 кВ

№ ТП	$I_{\text{ном.пл.вст}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном.пр}}, \text{ А}$	Марка предохранителя
1	2	3	4
1	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
2	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
3	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
4	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
5	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
6	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
7	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
8	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
9	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
10	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
11	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
12	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
13	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
14	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3
15	160	160	ПКТ 104-10-160-20 У3

## 10.2 Выбор и проверка автоматических выключателей

Производить подбор автоматических выключателей 0,4 кВ буду по параметрам: по конструктивному исполнению; по коммутационной способности; по роду тока и его величине (по расчетному току); по напряжению, [11].

Установку автоматических выключателей на низкой стороне трансформатора произвожу на каждой КТП.

Если следующее условие выполнено, то автоматический выключатель выбран верно,

$$I_{\text{ном.расц}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (66)$$

где - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя.  $I_{\text{ном.расц}}$

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\Sigma\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (67)$$

где - максимальная нагрузка на шинах 0,4 ТП.  $S_{\Sigma\text{ТП}}$

Произведу выбор на ТП8 автоматического выключателя.

Вычислю расчетный ток:

$$I_{\text{расч.ТП-8}} = \frac{856,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1235,8 \text{ А.}$$

Выберу автоматический выключатель с полупроводниковым расцепителем марки ВА55-43 номинальный ток 1600 А, и номинальный ток расцепителя 1600 А.

Проверю по соблюдению условия

$$1600 \geq 1235,8.$$

Проверка по условию показала что автомат подобрал верно.

Поскольку на других КТП значения нагрузок практически аналогичны выбирать выключатели буду по параметрам ТП-8, все значения отображу в таблице 11.

Таблица 11 - Выбранные и принятые к установке выключатели

№ ТП	$I_{\text{НОМ.расц}}, \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.выкл}}, \text{ А}$	Марка выключателя
1	4	5	6
1	1600	1600	ВА55-43
2	1600	1600	ВА55-43
3	1600	1600	ВА55-43
4	1600	1600	ВА55-43
5	1600	1600	ВА55-43
6	1600	1600	ВА55-43
7	1600	1600	ВА55-43
8	1600	1600	ВА55-43
9	1600	1600	ВА55-43
10	1600	1600	ВА55-43
11	1600	1600	ВА55-43
12	1600	1600	ВА55-43

1	2	3	4
13	1600	1600	ВА55-43
14	1600	1600	ВА55-43
15	1600	1600	ВА55-43

По следующим условиям буду выполнять проверку автоматического выключателя:

1) проверю ток срабатывания расцепителя на отключение тока однофазного короткого замыкания произведу по формуле:

$$I_k^{(1)} \geq 3 \cdot I_{сраб}; \quad (68)$$

2) проверку отключающей способности выключателя по формуле:

$$I_k^{(3)} < I_{откл}, \quad (69)$$

где ток предельный, отключаемый автоматическим выключателем, А;  $I_{откл}$  –

$I_k^{(3)}$  – ток трехфазного короткого замыкания, А.

3) проверю динамическую стойкость к токам трехфазного короткого замыкания по формуле:

$$I_{дин} > I_{уд}^{(3)}, \quad (70)$$

где  $I_{уд}$  – ток электродинамической стойкости, А;  $I_{дин}$

$I_{уд}^{(3)}$  – ударный ток трехфазного короткого замыкания, А.

Показания произведенных проверок и выбор выключателей на всех КТП отображу в таблице 12.

Таблица 12 - Результаты проверки автоматических выключателей

№ ТП	$I_{пред}, А$	$I_{к.мах}^{(1)}, А$	$I_{ср.расц}, А$	$I_{к.мин}^{(2)}, А$	$\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{ср.расц}}, А$	Условия проверки
1	2	3	4	5	6	7
1	80	24,249	5	8,239	1,64	$I_{пред} \geq I_{к.мах}^{(1)}$ $\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{ср.расц}} \geq 1,25$
2	80	24,249	5	8,239	1,64	
3	80	24,249	5	8,239	1,64	
4	80	24,249	5	8,239	1,64	
5	80	24,249	5	8,239	1,64	
6	80	24,249	5	8,239	1,64	
7	80	24,249	5	8,239	1,64	
8	80	24,249	5	8,239	1,64	
9	80	24,249	5	8,239	1,64	
10	80	24,249	5	8,239	1,64	
11	80	24,249	5	8,239	1,64	
12	80	24,249	5	8,239	1,64	
13	80	24,249	5	8,239	1,64	
14	80	24,249	5	8,239	1,64	
15	80	24,249	5	8,239	1,64	

Проанализировав данные в таблице 12, могу сделать заключение о том, что выбор выключателей верный.

### 10.3 Выбор и проверка выключателей нагрузки

Расчетные токи вычислю по следующему выражению:

$$I_{расч} = \frac{S_{тр}^{10}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (71)$$

где - максимальная нагрузка на шинах 10 кВ ТП.  $S_{тр}^{10}$

Для ТП8 произведу расчет тока:

$$I_{расч.ТП-8} = \frac{S_{тр.ТП-8}^{10}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{856,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 49,43 \text{ А.}$$

По результатам расчетов остановлюсь на выключателе нагрузки под маркой ВНА-10/630 с параметром тока номинального отключения 630 А.

Произведу проверку выключателя на термическую стойкость к токам КЗ, [6]:

$$B_{к.ТП-8} = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) = 5.499^2 \cdot (0,05 + 0,02) = 2.117 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{к.ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{к.ТП-1} \leq B_{к.ном}$$

Справочные параметры и результаты расчетов по выбору выключателей нагрузки отображу в таблице 13.

Таблица 13 - Каталожные и расчетные данные выбранного выключателя

Расчетные данные выключателя нагрузки	Каталожные данные выключателя нагрузки	Условия выбора выключателя нагрузки
$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{ном}$
$I_{расч.мах} = 49,43 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{расч.мах}$
$i_{уд} = 9,559 \text{ кА}$	$i_{скв} = 52 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к} = 2,117 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$

Проанализировав таблицу 13 сделаю заключение, что согласно условиям я произвел верный выбор выключателя.

На других КТП точно также произведу выбор выключателя нагрузки. Параметры использование при выборе выключателей отображу в таблице 14.

Таблица 14 - Принятые к установке выключатели

№ ТП	$B_{к.ном}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ном.ВН}, \text{А}$	$U_{ном}, \text{кВ}$	Марка выключателя нагрузки
1	2	3	4	5
1	1200	630	10	ВНА-10/630
2	49,43	630	10	ВНА-10/630
3	49,43	630	10	ВНА-10/630
4	49,43	630	10	ВНА-10/630
5	49,43	630	10	ВНА-10/630
6	1200	630	10	ВНА-10/630
7	1200	630	10	ВНА-10/630
8	1200	630	10	ВНА-10/630
9	1200	630	10	ВНА-10/630
10	1200	630	10	ВНА-10/630
11	1200	630	10	ВНА-10/630
12	1200	630	10	ВНА-10/630
13	1200	630	10	ВНА-10/630
14	1200	630	10	ВНА-10/630

15	1200	630	10	ВНА-10/630
----	------	-----	----	------------

#### 10.4 Выбор рубильников на отходящих линиях 0,4 кВ

Выбор рубильников 0,4 кВ буду осуществлять исходя из условий: по электродинамической стойкости; по напряжению установки; по току нагрузки.

Условие выбора рубильника по току нагрузки имеет вид:

$$I_{\text{расч.нагр}} \leq I_{\text{ном.руб}}, \quad (72)$$

где - ток нагрузки расчетный (линии), А;  $I_{\text{расч.нагр}}$

$I_{\text{ном.руб}}$  - ток рубильника номинальный, А.

Произведу по следующему условию проверку рубильника на электродинамическую стойкость к токам КЗ:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}, \quad (73)$$

где - минимальный ток КЗ, кА.  $i_{\text{пр.скв}}$

На примере линии ТП-8-ф1 произведу подбор рубильника.

Ток линии расчетный: А.  $I_{\text{расч.нагр}} = 352,4$

Ток ударный на ВРУ дома №97: кА.  $i_{\text{уд}} = 10,577$

Согласно току нагрузки, выберу рубильник под маркой РБ-6 с параметром номинального тока отключения 630 А.

Исходя из того, что на всех КТП нагрузки почти не отличаются рубильники приму для остальных КТП как в примере. Все результаты по выбору рубильников отображу в таблице 15.

Таблица 15 - Выбранные и принятые к установке рубильники

Линия	$I_{\text{ном.руб}}, \text{ А}$	$i_{\text{пр.скв}}, \text{ кА}$	Марка рубильника
1	2	3	4
ТП1-ф1	630	35	РБ-6
ТП1-ф2	630	35	РБ-6
ТП1-ф3	630	35	РБ-6
ТП1-ф4	630	35	РБ-6

ТП2-ф1	630	35	РБ-6
Продолжение таблицы 15			
1	2	3	4
ТП2-ф2	630	35	РБ-6
ТП2-ф3	630	35	РБ-6
ТП3-ф1	630	35	РБ-6
ТП3-ф2	630	35	РБ-6
ТП3-ф3	630	35	РБ-6
ТП3-ф4	630	35	РБ-6
ТП4-ф1	630	35	РБ-6
ТП4-ф2	630	35	РБ-6
ТП4-ф3	630	35	РБ-6
ТП4-ф4	630	35	РБ-6
ТП5-ф1	630	35	РБ-6
ТП5-ф2	630	35	РБ-6
ТП5-ф3	630	35	РБ-6
ТП5-ф4	630	35	РБ-6
ТП6-ф1	630	35	РБ-6
ТП6-ф2	630	35	РБ-6
ТП6-ф3	630	35	РБ-6
ТП6-ф4	630	35	РБ-6
ТП7-ф1	630	35	РБ-6
ТП7-ф2	630	35	РБ-6
ТП7-ф3	630	35	РБ-6
ТП8-ф1	630	35	РБ-6
ТП8-ф2	630	35	РБ-6
ТП8-ф3	630	35	РБ-6
ТП9-ф1	630	35	РБ-6
ТП9-ф2	630	35	РБ-6
ТП10-ф1	630	35	РБ-6
ТП10-ф2	630	35	РБ-6
ТП10-ф3	630	35	РБ-6
ТП11-ф1	630	35	РБ-6
ТП11-ф2	630	35	РБ-6
ТП11-ф3	630	35	РБ-6

ТП12-ф1	630	35	РБ-6
Продолжение таблицы 15			
1	2	3	4
ТП12-ф2	630	35	РБ-6
ТП12-ф3	630	35	РБ-6
ТП13-ф1	630	35	РБ-6
ТП13-ф2	630	35	РБ-6
ТП13-ф3	630	35	РБ-6
ТП14-ф1	630	35	РБ-6
ТП14-ф2	630	35	РБ-6
ТП14-ф3	630	35	РБ-6
ТП15-ф1	630	35	РБ-6
ТП15-ф2	630	35	РБ-6
ТП15-ф3	630	35	РБ-6

### 10.5 Выбор измерительных трансформаторов тока

Чтобы подключить счетчика активной энергии на стороне 0,4 кВ ТП устанавливаю три однофазных трансформатора тока типа ТШЛ-СЭЩ 0,66. Выбор трансформаторов тока произвожу по номинальному напряжению установки, и по максимальному рабочему току первичной обмотки. ТТ не более 1 кВ по токам короткого замыкания не проверяют.

Условие необходимое соблюдать для трансформатора тока приведено ниже:

$$S_{\text{ном2}} \geq S_{\text{расч2}}, \quad (74)$$

где  $S_{\text{ном2}}$  - нагрузка вторичной обмотки измерительного трансформатора тока в соответствующем классе точности, ВА;  $S_{\text{расч2}}$

$S_{\text{расч2}}$  - мощность расчетная вторичной нагрузки измерительного трансформатора тока, ВА.

$$S_{\text{расч2}} = S_{\text{приб}} + S_{\text{пров}} + S_{\text{кон}}, \quad (75)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока, ВА;

$S_{\text{кон}}$  - мощность, потребляемая контактами всей цепи, ВА.

$$S_{\text{кон}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot R_{\text{конт}}, \quad (76)$$

где  $I_{\text{ном2}}$  - номинальный ток вторичной обмотки ТТ, А;

$R_{\text{конт}}$  - сопротивление контактов для всей цепи. Ом;  $R_{\text{конт}} = 0,1$

$S_{\text{пров}}$  - мощность, потребляемая соединительными проводами, ВА.

Потребляемую соединительными проводами мощность определяю по формуле:

$$S_{\text{пров}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot R_{\text{пров}}, \quad (77)$$

где  $R_{\text{пров}}$  - сопротивление вторичных проводов, Ом.

Формула для определения сопротивления вторичных проводов:

$$R_{\text{пров}} = \frac{L \cdot K}{\gamma \cdot F}, \quad (78)$$

где  $L$  - длина соединительного провода, м;  $L = 1$

$K$  - коэффициент, учитывающий схему соединения обмоток ТТ. Для схем «полная звезда»  $K=1$ ;

$\gamma$  - удельная проводимость материала проводника. Принимаю к проводу с алюминиевой жилой  $\gamma=32 \cdot 10^6$  Ом<sup>-1</sup>·м;

$F$  - минимальное сечение провода, мм<sup>2</sup>. Принимаю к алюминиевым проводам  $F=4$  мм<sup>2</sup>.

Произведу выбор ТТ в ТП-8.

Максимальный рабочий ток на вводе 0,4 кВ:

$$I_{\text{раб}} = 1219,04 \text{ А.}$$

Выберу к дальнейшему расчету измерительный ТТ марки ТШЛ-СЭЩ 0,66 с параметром номинального тока первичной обмотки А. Классом точности 0,5. Номинальная вторичная нагрузка ВА, [12].  $I_{\text{ном1}} = 1500$   $S_{\text{ном2}} = 20$

Произведу расчет расчетной нагрузки вторичной цепи. В вторичную цепь произвожу подключение счетчика активной энергии марки СКАТ, с номинальным потреблением мощности 8 ВА.

$$S_{\text{кон}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot R_{\text{конт}}; (79)$$

$$S_{\text{кон}} = 5^2 \cdot 0,1 = 2,5 \text{ ВА};$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{L \cdot K}{\gamma \cdot F}; (80)$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{1 \cdot 1}{32 \cdot 4} = 0,0078 \text{ Ом};$$

$$S_{\text{пров}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot R_{\text{пров}}; (81)$$

$$S_{\text{пров}} = 5^2 \cdot 0,0078 = 0,195 \text{ ВА};$$

Формула для расчетной нагрузки вторичной цепи имеет вид:

$$S_{\text{расч2}} = S_{\text{приб}} + S_{\text{пров}} + S_{\text{кон}}, (82)$$

$$S_{\text{расч2}} = 8 + 2,5 + 0,195 = 10,695 \text{ ВА}.$$

Проверяю выполнение неравенства:

$$S_{\text{ном2}} \geq S_{\text{расч2}}; (83)$$

$$20 \geq 10,695 \text{ ВА}.$$

Не равенство соблюдается, а это значит измерительный ТТ выбрал правильно. Рассчитаю ТТ на других ТП также. Все результаты расчетов отображу в таблице 16.

Таблица 16 - Трансформаторы тока на вводах 0,4 кВ

№ ТП	$U_{\text{раб}}$ , кВ	$I_{\text{расч}}$ , А	$S_{\text{расч2}}$ , ВА	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$I_{\text{НОМ}}$ , А	$S_{\text{НОМ2}}$ , ВА	Тип ТТ
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	0,4	1151.137	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП2	0,4	1242,41	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП3	0,4	1899.137	10,695	0,66	2000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП4	0,4	1129.828	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП5	0,4	1834.91	10,695	0,66	2000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП6	0,4	1057.71	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП7	0,4	1912.321	10,695	0,66	2000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП8	0,4	1219,04	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП9	0,4	830.907	10,695	0,66	1000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП10	0,4	953.54	10,695	0,66	1000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП11	0,4	1374.073	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП12	0,4	1161.137	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП13	0,4	1752,17	10,695	0,66	2000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП14	0,4	1148,52	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП15	0,4	1245,46	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66

## 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 11.1 Защита линий

Основными видами повреждений кабельных линий, которые требуют их незамедлительное отключение, относятся междуфазные и однофазные на землю КЗ. Для того что бы своевременно выявить повреждение исправность соединительных проводов контролируется специальным устройством.

В случае замыкания одной фазы на землю в системе, где нейтраль источника изолирована, режим не считается коротким замыканием, так как ток, возникающий при этом в цепи повреждения «фаза - земля», обусловлен лишь емкостью системы по отношению к земле и не достигает значительных величин. И в линиях, работающих с изолированной нейтралью, не является аварийным режимом, который требует скорейшее отключение, поэтому защита в таком случае ставится на сигнал. А вот в сетях напряжением 0,38 кВ и работающих с глухозаземленной нейтралью, однофазные КЗ обязаны быть устранены при помощи автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей.

В линиях напряжением 3-10 кВ с изолированной нейтралью должны быть установлены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и так же от однофазных замыканий на землю. Защита от многофазных замыканий, как правило, должна предусматривать в двухфазном исполнении и включается в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения чтобы обеспечить отключение в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Одиночная линия с односторонним питанием от многофазного замыкания должна защищаться двухступенчатой токовой защитой, первую ступень которой выполняют в виде токовой отсечки, а вторую - в виде максимальной токовой защиты с независимой (или зависимой) характеристикой выдержки времени.

Рассчитаем защиту линии, [18]

Выберем защиту первой петли (ИП-ТП-13-ТП-4  
ТП-3-ТП-2-ТП-1ТП-14-ТП-15)

Произведу расчет максимальной токовой защиты.

Определим по формуле ниже ток срабатывания защиты:

$$I_{c.z} = \frac{k_n \cdot k_{c/z}}{k_\epsilon} \cdot I_{paб}; \quad (84)$$

где  $k_n$  - коэффициент надежности, принимаемый для «Орион» равным 1,1;  $k_n$

$k_{c/z}$  - коэффициент запуска двигателей, принимаю равным единице;

$k_\epsilon$  - коэффициент возврата, принимаемый для «Орион» равным 0,92-0,95;

$I_{paб}$  - максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

В моем случае максимальный ток нагрузки:

$$I_{paб} = 220,194 \text{ А.}$$

Произведу расчет тока срабатывания защиты:

$$I_{c.z} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,94} \cdot 220,194 = 257,67 \text{ А.}$$

По выражению ниже рассчитаю ток срабатывания:

$$I_{c.p} = I_{c.z} \cdot \left( \frac{k_{cx}}{n_{TA}} \right) \text{ А,} \quad (85)$$

где  $k_{cx}$  - коэффициент схемы ( $k_{cx} = \sqrt{3}$ );  $\sqrt{3}$

$n_{TA}$  - коэффициент трансформации ТТ.

Произведу расчет тока срабатывания реле:

$$I_{c.p} = I_{c.z} \cdot \left( \frac{k_{cx}}{n_{TA}} \right) = 257,67 \cdot \frac{\sqrt{3}}{300/5} = 7,419 \text{ А.}$$

Рассчитаю коэффициент чувствительности по выражению:

$$k_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (86)$$

где - минимальный ток короткого замыкания.  $I_{кз}^{(2)}$

Произведу расчет коэффициента чувствительности:

$$k_q = \frac{3021}{257,67} = 12,$$

$$12 \geq 1,5.$$

Наглядно вижу что условие верное.

Согласую выдержку времени МТЗ со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (87)$$

где - выдержка времени рассчитываемой защиты;  $t_1$

$t_2$  - выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

$\Delta t$  - ступень селективности.

В связи с тем что защита микропроцессорная то ступень селективности принимаем равной времени отключения выключателя, то есть:

$$\Delta t = t_Q, \quad (88)$$

где - время отключения выключателя полное (с).  $t_Q = 0,025$

Произведу расчет выдержки времени рассчитываемой защиты:

$$t_1 = 0,025 + 0,5 = 0,525 \text{ с.}$$

Питающая мой реконструируемый район подстанция оснащена микропроцессорной защитой марки «Орион».

Произведу расчет токовой отсечки.

Составлю расчетную схему. Расчетная схема изображена на рисунке 7.

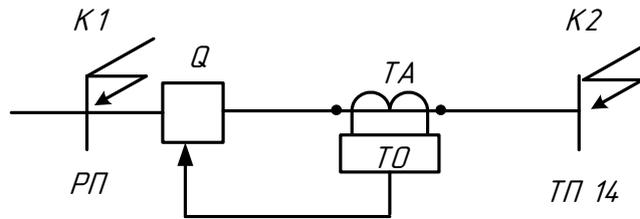


Рисунок 7- Расчетная схема

Определяю ток срабатывания отсечки по следующему выражению:

$$I_{c.з} = k_n \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (89)$$

где - коэффициент надежности, для «Орион» равен 1,1;  $k_n$

$I_{к\max}^{(3)}$  - максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Произведу расчет тока срабатывания реле по следующей выражению:

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з}}{n_{TA}} \cdot k_{cx}, \quad (90)$$

Произведу расчет тока срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = 1,1 \cdot 3488 = 3836,8, \text{ А.}$$

Произведу расчет тока срабатывания реле:

$$I_{c.р} = \frac{3836,8}{300/5} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 55,4, \text{ А.}$$

В остальных петлях расчет уставок происходит таким же порядком.

Все показания расчетов отображу в таблице 17.

Таблица 17 - Результаты расчета защиты линий

Номер петли	МТЗ			ТО	
	$I_{c.з}$ , А	$I_{c.р}$ , А	$k_q$	$I_{c.з}$ , А	$I_{c.р}$ , А
1	2	3	4	5	6
1	257,67	7,419	12	3836,8	55,4
2	284,46	8,212	11	3848,9	55,5

Теперь когда у меня имеются расчеты уставок я могу скорректировать микропроцессорную защиту Орион под параметры моей реконструированной системы для надежной защиты энергетической системы, так же своих потребителей.

## **11.2 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ**

Силовые трансформаторы должны быть обязательно защищены так же как мы защитили линии. Силовые трансформаторы подвергаются защите от аварийных ситуаций, вызванных в результате возникновения перенапряженностей, а так же КЗ, происходит это с помощью установки устройств релейной защиты.

Чаще всего бывают следующие повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВА (включительно: междуфазные короткие замыкания на вводах; однофазные короткие замыкания на землю; внутренние повреждения («пожар в стале» магнитопровода); однофазные короткие замыкания между витками одной фазы; междуфазные короткие замыкания в обмотках.

Защита силовых трансформаторов от междуфазных КЗ осуществляется путем выбора, проверки, а затем установки плавких вставок.

Ни для кого не секрет, что плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении номинального тока плавкой вставки. Одно из основных достоинств плавкой вставки является то, что они производя быстрое отключение цепи при КЗ, а так же они ограничивают ток в цепи при коротком замыкании. Из-за того достоинства их обширно используют в защите силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, а так же измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

К силовым трансформаторам которые я применяю в эксплуатацию при реконструкции своих КТП буду применять защиту с помощью установки плавких предохранителей типа ПКТ-10, которые в свою очередь встраиваются в выключатели нагрузки типа ВНП-10 находящиеся в КТП, а так же буду использовать газовую защиту, иными словами газового реле типа KSG.

### **11.3 Автоматический ввод резерва**

Согласно ПУЭ потребители электрической энергии I и II категории должны быть обеспечены подключением от двух, а то и от трех источников питания, для обеспечения высокой надежности электроснабжения этих потребителей. Это все приводит к увеличению количества оборудования, а значит и к увеличению электрических цепочек, которые становятся все сложнее и сложнее. В результате чего в комплектацию КТП добавляем прибор автоматического ввода резерва. Это устройство и будет переключать нашего потребителя на резервный источник питания. Устройство называется АВР.

Имеются критерии, предъявляемые к АВР: АВР необходимо иметь устройства для ввода в работу и вывода из нее; АВР должно иметь минимальное время действия; включение резервного источника обязан осуществлять только после отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП; у него должен быть пусковой орган, контролирующий отсутствие и присутствие напряжения; он не должен срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения; он должен срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП в любых случаях.

При реконструкции (проектировании) системы я принял к установке для повышения надежности устройство АВР (автоматическое устройство ввода резерва) на принятых в эксплуатацию КТП, что обеспечит мне качественное и бесперебойное питание потребителей.

### **11.4 Автоматическое повторное включение**

Бывают при эксплуатации устройств электроснабжения по причине само устраняемого короткого замыкания срабатывают выключатели и потребитель остается без электроснабжения. Часто причиной короткого замыкания является: ветер, дождь, туман, птицы, гроза и тому подобное). Но после само ликвидации потребитель не должен же ждать когда обслуживающий персонал произведет подключение их линии. Для этого инженерами было разработано устройство под названием АПВ (автоматическое повторное включение). Это устройство способно само включить выключатель согласно своим характеристикам. В вод

в эксплуатацию этого устройства значительно сократилось число выездов оперативного персонала, что связано с само включением выключателя при само устраняемых коротких замечаниях. И параллельно это привело к повышению уровня надежности, а значит и качества обслуживания потребителей за счет само включения выключателя.

Существует ряд требований предъявляемых к автоматическому вводу резерва: оно обязательно должно быть снабжено устройством автоматического возвращения; оно должно исключить возможность действия после отключения выключателя персоналом; также должно обеспечивать установленное количество срабатываний; оно обязано исключать возможность действия при аварийном отключении выключателя от устройств защиты сразу после его включения персоналом вручную, дистанционно или телемеханически.

Устройству автоматического повторного включения как для режима включения, так и для режима отключения необходимо время для подготовительно заключительных мероприятий в своей работе и это время должно полностью согласовано с другими приборами (безопасности, защиты и автоматики). При проектировании и компоновки КТП не мало важным является выбор источника питания, род тока и автономное питание. Поскольку всем приборам релейной защиты и автоматики необходимо питание, то целесообразно на стадии проектирования предусматривать подключение всех этих потребителей к одному роду тока и напряжения.

На подстанции не так давно была произведена реконструкция, и было установлено новое современное оборудование. В частности на фидерах питающих мой район установлены устройства автоматического повторного включения, что обеспечит более высокое качество и надежность питания моего района. Так же на подстанции имеется устройство автоматического ввода резерва, которое так же не мало влияет на увеличение надежности и качество энергосистемы моего района. В качестве защиты установлена микропроцессорный комплекс Орион. От ныне я уверен в безопасности и надежности системы.

## 12 НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с [15], инженерные методы применяются тогда, когда анализируется надежность объекта, который может быть представлен в виде системы, об элементах и связях которой имеется вся информация.

Под надежностью подразумевается свойство сохранять системой в течении времени в заданных (установленных) параметров, при эксплуатации, транспортировки, хранении, обслуживании.

Надежностью являются такие параметры как: безотказность, ремонтпригодность, долговечность, управляемость, безвредность, живучесть. Все эти параметры влияют на надежность системы, а следовательно на качество.

Основными показателями надежности является: в качестве основных показателей надежности используются следующие: вероятность отказов  $Q(t)$  и вероятность безотказной работы  $P(t)$  в заданный промежуток времени:  $Q(t) + P(t) = 1$ ; среднее время безотказной работы  $T$  и среднее время восстановления, ч или год; условный недоотпуск энергии в течении года  $\tau \Delta W$ , средний ущерб от нарушения функционирования; время безотказной работы  $T_i$  и время восстановления  $\tau_i$ , измеряемое в часах или годах; вероятность застать объект в любой момент определенного периода в работоспособном ( $k_r$  - коэффициент готовности) или неработоспособном ( $q$  - коэффициент простоя) состоянии; среднее значение параметра потока отказов и средняя интенсивность отказов, измеряемые в годах в минус первой степени ( $\text{год } \omega \lambda^{-1}$ ).

В своей выпускной квалификационной работе оцениваю надежность системы которая подверглась реконструкции. Оценка надежности буду производить в нормальном режиме системы. Тем самым я проверю на сколько надежную систему я спроектировал. Расчеты должны показать как длительно реконструируемый район сможет проработать без выхода из строя каких либо элементов конструкции.

Необходимые расчетные показатели используемых элементов приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Параметры элементов схемы.

Элементы схемы	$\omega$	$T_{в}, ч$	$\mu$	$T_{р}, ч$	$a_{оп}$	$a_{кз}$	$q_{Эл}$	$P_{Эл}$
Выключатели 35 кВ	0,02	25	0,14	9	0,006	0,006	5,7E-05	0,99994
Выключатели 10 кВ	0,009	20	0,14	10	0,003	0,005	0,00002	0,99998
Трансформаторы 35 кВ	0,007	65	0,25	26	–	–	0,00005	0,99995
Комплектная ТП 10/0,4 кВ	0,07	2,7	0,2	4	–	–	0,00002	0,99998
Разъединители 35 кВ	0,01	6	0,166	5,5	–	–	7E-06	0,99999
Воздушная линия 35 кВ	0,13	9	2,1	16	–	–	0,00164	0,99836
Кабельная линия 10 кВ	0,61	5	0,17	–	–	–	0,0011	0,9989

## 12.1 Расчет показателей надежности

Рассчитаю вероятность отказа по выражению:

$$q = \sum \lambda_i \cdot t_{Bi}, \quad (91)$$

где - параметр потока отказов  $\lambda$

$t_{в}$  - среднее время восстановления элементов электрических сетей

Рассчитаю параметр потока отказа выключателя по формуле:

$$\lambda = \lambda_{СТ} + a_{АВТ} \cdot \sum_{i=1}^n (1 + A \cdot k_{АПВ}) \cdot \lambda_i, \quad (92)$$

где - параметр потока отказа выключателя в статическом состоянии;  $\lambda_{СТ}$

$\lambda_i$  - параметр потока отказа смежного элемента;

$a_{АВТ}$  - относительная частота отказа при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$k_{АПВ}$  - коэффициент неуспешного действия АПВ;

$A$  - показатель наличия АПВ.

Рассчитаю параметр потока отказа для последовательно соединенных элементов с учетом преднамеренного отключения по формуле:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i + \lambda_{\text{ПР.НБ}}, \quad (93)$$

где -наибольшая интенсивность преднамеренного отключения.  $\lambda_{\text{ПР.НБ}}$

$$\lambda^* = \lambda - \lambda_{\text{ПР}}, \quad (94)$$

Рассчитаю параметр потока отказа системы, состоящей из двух параллельно соединенных элементов по формуле:

$$\lambda_c = \lambda_I \cdot q_{II} + \lambda_{II} \cdot q_I + \lambda_I^* \cdot q_{\text{ПРИ}} + \lambda_{II}^* \cdot q_{\text{ПРИ}}, \quad (95)$$

Рассчитаю среднее время восстановления системы по следующему выражению:

$$t_B = \frac{q}{\lambda - \lambda_{\text{НБ}}}, \quad (96)$$

Рассчитаю среднюю вероятность состояния отказа системы, состоящей из двух параллельно соединенных элементов по формуле:

$$q_c = q_I \cdot q_{II} + k_{\text{ПРИ}} \cdot q_{\text{ПРИ}} \cdot q_{II} + k_{\text{ПРИ}} \cdot q_{\text{ПРИ}} \cdot q_I, \quad (97)$$

где - коэффициент учитывающий уменьшение вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, из-за запрета наложения ремонта на аварию.  $k_{\text{ПР}}$

$$k_{\text{ПРИ}} = 1 - e^{-t_{\text{ПРИ}}/t_{\text{ВР}}}, \quad (98)$$

$$k_{\text{ПРИ}} = 1 - e^{-t_{\text{ПРИ}}/t_{\text{ВР}}}, \quad (99)$$

Рассчитаю среднее время безотказной работы по следующему выражению:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_c}, \quad (100)$$

$$T_p = 0,105 \cdot T_c$$

Рассчитаю условную вероятность отказа системы с учетом АВР по формуле полной вероятности:

$$q_{ABP} = q_c \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + 0,5 \cdot P(A_1) \cdot q(A_2) + 0,5 \cdot q(A_1) \cdot P(A_2) + 0,5 \cdot P(A_1) \cdot q(A_2) + 0,5 \cdot q(A_1) \cdot q(A_2) \quad (101)$$

где - вероятность отказа системы без АВР;  $q_c$

$P(A_1), P(A_2)$  - вероятность успешного отключения поврежденного элемента и вероятность успешного включения резервного элемента;

$q(A_1), q(A_2)$  - вероятность отказа в отключении поврежденного элемента и во включении резервного элемента;

Расчет для выключателей двух вариантов производится с учетом параметра потока отказов смежных с ними разъединителей. Все результаты отображу в таблице 19.

Схема замещения и схема расчетная представлены на рисунке 8.

Таблица 19 - Параметры потока отказов выключателей

Номер выключателя	$q_{стQ}$	$q_{опQ}$	$q_{автQ}$	$q_p$	$q_Q$
В1,2	0,000057	0,0024	0,000000342	0,000007	0,002464
В3,4,5,6,СВ	0,00002	0,0012	0,0000002	0,000008	0,001228

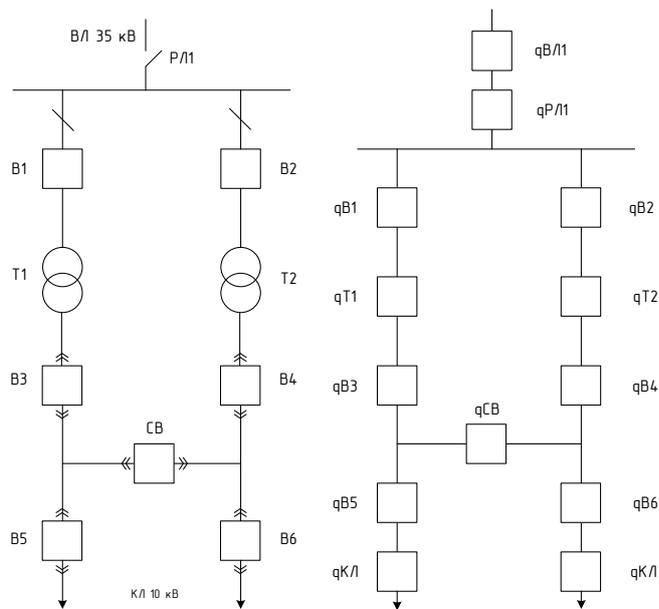


Рисунок 8 - Расчетная схема и схема замещения

## 12.2 Расчет надежности схемы

Произведу оценку параметров надежности схемы системы. Рассчитаю вероятность отказа линейного разъединителя 35 кВ, а так же произведу расчет вероятности отказа подстанции отдельно от питающей линии.

Интенсивность отказа ВЛ-35 кВ и ЛР-35 кВ:

$$\lambda_1 = \lambda_{\text{вл}} + \lambda_{\text{раз}} + \lambda_{\text{нб}} = 0,13 + 0,01 + 0,13 = 0,27$$

Вероятность отказа ВЛ-35 кВ и ЛР-35 кВ:

$$q_1 = q_{\text{вл}} + q_{\text{раз}} + q_{\text{пр.нб}}, (102)$$

$$q_1 = 0,00164 + 0,00007 + 0,0038 = 0,00548$$

Расчет вероятности безотказной работы:

$$p_1 = 1 - 0,00548 = 0,9945$$

Рассчитаю показатель надежности для оборудования, расположенного на ПС:

Интенсивность отказа цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$\lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_{\text{В1}} + \lambda_{\text{Т1}} + \lambda_{\text{В3}} + \lambda_{\text{нб}} = 0,02 + 0,007 + 0,009 + 0,02 = 0,056$$

Вероятность отказа цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$q_2 = q_3 = q_{B1} + q_{T1} + q_{B3} + q_{пр.нб}, (103)$$

$$q_2 = 0,002464 + 0,0005 + 0,001228 + 0,0074 = 0,00448$$

Вероятность безотказной работы цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$p_2 = 1 - 0,00448 = 0,9955$$

Интенсивность отказа цепочки В5-КЛ (В6-КЛ):

$$\lambda_4 = \lambda_5 = \lambda_{B5} + 5 * (\lambda_{ТП}) + \lambda_{нб} = 0,61 + 5 * 0,007 + 0,61 = 1,57$$

Вероятность отказа цепочки В5-КЛ (В6-КЛ):

$$q_4 = q_{35} = 0,0011 + 5 * 0,00002 + 0,00009 = 0,00129$$

Вероятность безотказной работы:

$$p_4 = p_5 = 1 - 0,00129 = 0,9987$$

Схема замещения эквивалентруется и представлена на рисунке 9.

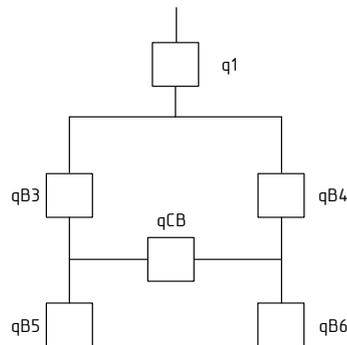


Рисунок 9 - Схема замещения

Определяются показатели надежности:

$$\lambda_{ЭКВ2} = \lambda_2(\lambda_3) + \lambda_4(\lambda_5), (104)$$

$$\lambda_{ЭКВ1} = \lambda_{ЭКВ2} = 0,0056 + 1,57 = 1,626.$$

$$q_{ЭКВ1} = q_{ЭКВ2} = q_2(q_3) + q_4(q_5), (105)$$

$$q_{\text{ЭКВ1}} = q_{\text{ЭКВ2}} = 0,00448 + 0,00129 = 0,00577,$$

$$p_{\text{ЭКВ1}} = p_{\text{ЭКВ2}} = 1 - 0,00577 = 0,9942.$$

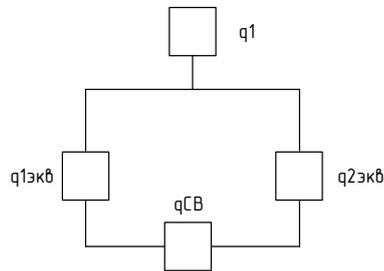


Рисунок 10 – Схема замещения

Рассчитаю интенсивность отказа подстанции без учета АВР:

$$\lambda_{\text{ПС}} = \lambda_{\text{ЭКВ1}} * q_{\text{ЭКВ2}} + \lambda_{\text{ЭКВ2}} * q_{\text{ЭКВ1}} + \lambda_{\text{ПР1}} * q_{\text{ЭКВ1}}, \quad (106)$$

$$q_{\text{ПР2}} = 0,0001856 * 0,00448 + 0,0001856 * 0,00448 + 0,000116 * \\ * 0,00074 = 0,000001835$$

Находим  $K_{\text{ПР1}}$  и  $K_{\text{ПР2}}$ :

$$k_{\text{ПР1}} = 1 - e^{-26/65} = 0,000037$$

$$k_{\text{ПР2}} = 1 - e^{-26/65} = 0,000037$$

Вероятность отказа подстанции:

$$q_{\text{ПС}} = 0,00577 + 0,000037 * 0,0018 * 0,0018 + 0,0000037 * 0,0018 * \\ * 0,0018 = 0,000035$$

Определю интенсивность отказа и вероятность отказа всей системы без учета АВР:

$$\lambda_{\text{с}} = \lambda_{\text{ПС}} + \lambda_1 + \lambda_{\text{НБ}} = 0,000063,$$

$$q_c = q_{\text{пс}} + q_1 = 0,000035 + ,000548 = 0,005515.$$

Рассчитаю вероятность безотказной работы системы без учета АВР:

$$p_c = 1 - 0,005515 = 0,99448$$

Определяю среднюю времени восстановления системы по выражению:

$$t_B = \frac{q}{\lambda - \lambda_{\text{нб}}}, \quad (107)$$

$$t_B = \frac{0.005515}{(0.000063 - 0.0000148)} = 11,8 \text{ час.}$$

Определяю среднее время безотказной работы по выражению:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_c}, \quad (108)$$

$$T_c = \frac{1}{0.00006326} = 15873 \text{ час} = 1,8 \text{ лет}$$

Определяю расчетное время безотказной работы по выражению:

$$T_p = 0,105 \cdot T_c, \quad (109)$$

$$T_p = 0,105 \cdot 1,8 = 0,189 \text{ лет.}$$

Вероятность отказа подстанции с учетом АВР определяю по выражению:

$$q_{\text{пс(авр)}} = q_c * p_{\text{ЭКВ1}} * p_{\text{св}} + 0,5 * p_{\text{ЭКВ1}} * p_{\text{св}} + 0,5 * q_{\text{ЭКВ1}} * p_{\text{св}} + 0,5 * q_{\text{ЭКВ1}} * q_{\text{св}}, \quad (110)$$

$$\begin{aligned} q_{\text{пс(авр)}} &= 0,0055 * (1 - 0,00577) * (1 - 0,001228) + 0,5 \\ &\quad * (1 - 0,00577) * 0,001228 + 0,5 * 0,00577 * (1 - 0,001228) \\ &\quad + 0,5 * 0,00577 * 0,001228 = 0,014 \end{aligned}$$

Определяю вероятность отказа всей системы с учетом АВР:

$$q_{\text{с}} = q_{\text{пс(авр)}} + q_1 = 0,014 + 0,00548 = 0,0189$$

Определяю вероятность безотказной работы системы с учетом АВР:

$$p_c = 1 - 0,0189 = 0,981$$

## 13 МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 13.1 Молниезащита.

Заводская КТП состоит из железного корпуса внутри которого имеется главный заземляющий контур. Все блоки с расположенным в них оборудованием выполнены из металла имеют места для присоединения заземления как для оборудования так и для присоединения самих блоков к главному заземляющему контуру. Наличие внутреннего контура соответствует РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» Минэнерго. КТП не требует специальных особенностей от молниезащиты поскольку все корпуса присоединены к заземляющему контуру через внутренний контур -это и является молниезащитой.

### 13.2 Заземление.

Завод изготовитель в комплекте с КТП производит поставку необходимых детали для создания внешнего заземляющего контура. После монтажа внешнего заземляющего контура производится замер его характеристик. В том случае если полученные характеристики не удовлетворяют требования РД 34.21.122-87 , необходимо установить дополнительные заземлители. Так же бывает необходимость в установке глубинных заземлителей, это зависит от рода грунта который находится в месте установке заземляющего контура.

Набор заземления завод изготовитель комплектует следующими материалами:

- 1) Заземлители в количестве 8 штук изготовленные из угловой равнополочной стали СТ-3, 50x50 мм, длиной - 2,5 м
- 2) Стальная полоса 4x40 мм, длиной - 60 м.

Типовая схема заземления завод прилагается к изделию при поставке оборудования.

## 14 ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ, ТЕЛЕМЕХАНИКА И СРЕДСТВА СВЯЗИ, УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Диспетчерское управление - централизованный контроль и управление производственными и технологическими процессами посредством программно-технических комплексов с использованием средств связи.

Задачи оперативно-диспетчерского управления энергосистемой:

- 1) поддержание баланса между количеством производимой и потребляемой мощности в энергосистеме;
- 2) надежность электроснабжения снабжающих предприятий от магистральных сетей 220-750 кВ;
- 3) синхронность работы электростанций в пределах энергосистемы;
- 4) синхронность работы энергосистемы страны с энергосистемами смежных стран, с которыми есть связь межгосударственными линиями электропередач.

Исходя из вышперечисленного, следует, что система оперативно-диспетчерского управления энергосистемой обеспечивает ключевые задачи в энергосистеме, от выполнения которых зависит энергетическая безопасность страны.

Организация процесса оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) в энергетике осуществляется таким образом, чтобы обеспечить распределение различных функций по нескольким уровням. При этом каждый уровень подчиняется вышестоящему.

Например, самый начальный уровень - оперативно-технический персонал, который осуществляет непосредственно операции с оборудованием в различных точках энергосистемы, подчиняется вышестоящему оперативному персоналу - дежурному диспетчеру подразделения энергоснабжающего предприятия, за которым закреплена электроустановка. Дежурный диспетчер подразделения, в свою очередь подчиняется диспетчерской службе предприятия и т.д. вплоть до центральной диспетчерской системы страны.

## Оперативно-диспетчерское управление энергосистемой

Процесс управления энергосистемой организован таким образом, чтобы обеспечить непрерывный контроль и управление всеми составляющими объединенной энергосистемы.

Для обеспечения нормальных условий работы как отдельных участков энергосистемы, так и энергосистемы в целом, для каждого объекта разрабатываются специальные режимы (схемы), которые следует обеспечивать в зависимости от режима работы того или иного участка электрической сети (нормальный, ремонтный, аварийный режимы).

Для обеспечения выполнения главных задач ОДУ в энергосистеме помимо оперативного управления существует такое понятие как оперативное ведение. Все операции с оборудованием на том или ином участке энергосистемы осуществляются по команде вышестоящего оперативного персонала - это процесс оперативного управления.

Выполнение операций с оборудованием в той или иной мере оказывает влияние на работу других объектов энергосистемы (изменение потребляемой или вырабатываемой мощности, снижение надежности электроснабжения, изменение значений напряжения). Следовательно, такие операции должны предварительно согласовываться, то есть выполняться с разрешения того диспетчера, который осуществляет оперативное обслуживание данных объектов. То есть, в оперативном ведении диспетчера находится все оборудование, участки электрической сети, режим работы которых может измениться в результате операций на оборудовании смежных объектов.

Например, линия соединяет две подстанции А и Б, при этом подстанция Б получает питание от А. Отключение линии со стороны подстанции А осуществляется оперативным персоналом по команде диспетчера данной ПС. Но отключение данной линии должно производиться только по согласованию с диспетчером подстанции Б, так как данная линия находится в его оперативном ведении.

Таким образом, при помощи двух основных категорий - оперативное управление и оперативное ведение, осуществляется организация оперативно-диспетчерского управления энергосистемой и ее отдельными участками.

Для организации процесса ОДУ разрабатываются и согласовываются между собой инструкции, указания и различная документация для каждого отдельного подразделения в соответствии с уровнем, к которому относится та или иная оперативная служба. Для каждого уровня системы ОДУ имеется свой индивидуальный перечень необходимой документации.

Телемеханика- это набор оборудования, которое обеспечивает возможность приема и передачи информации, сигналов от разных устройств, и позволяют руководить приборами данного устройства. Далее изучим что же из себя представляет, и с чем ее едят эту систему телемеханики энергосистем-подстанций, станций, электростанций.

АСУ ТП - это устройство состоящее из множества приборов и программного обеспечения созданное для автоматизированного управления энергосистемами. Расшифровывается как Автоматизированная Система Управления Технологическим Процессом. АСУ ТП состоит из таких систем как: системы автоматического управления (САУ); тпульты управления, панели с переключающими устройствами, контрольно-измерительными приборами; средства диспетчерского и технического управления (СДТУ); программное обеспечение, служащее для сбора, обработки, хранения, анализа различной информации относительно работы электрического оборудования (SCADA); автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Все эти системы связаны воедино и обеспечивают работу друг друга.

В качестве информационного канала между системами применяют различные виды связи: по ВЛ; проводные средства связи; беспроводные; ВЧ-связь.

К системам телемеханики предъявляются такие требования как: точность, оперативность, надежность, устойчивость к среде. Они обязаны точно и своевременно управлять оборудованием, передавать быстро и точно информацию и

сигналы, фиксировать изменения параметров в системе. АСУ ТП позволяет следить за работой и состоянием удаленного оборудования, а так же позволяет управлять процессами в удаленных местах. Это все становится возможным при увеличении автоматизации процессов. С применением этих систем увеличилось качество и надежность энергоснабжающих систем, поскольку АСУ ТП может работать даже там где человек не может находиться длительное время.

Автоматическая система управления имеет следующие достоинства: контроль и управление оборудованием не смотря на расстояние между объектом и центром управления; способность контролировать персонал при техническом обслуживании и эксплуатации; с помощью SCADA диспетчер может не только отдать команду на выполнение какого-либо процесса, но и может проконтролировать выполнения этого процесса и правильность выполнения, все это происходит в реальном времени.

Во время эксплуатации если будет допущена ошибка система проинформирует, а диспетчер примет меры к устранению что позволит предупреждать и не допускать возникновения негативных последствий и чрезвычайных ситуаций.

Так же у системы автоматического управления техническими процессами имеются и недостатки. Основным недостатком является ее уязвимость это вызвано сложным электронным оборудованием в многочисленных элементах которого в любой момент может что то отказать. Что приведет к полному или частичному выходу из строя какой то части, повлечет за собой череду ошибок и сбоев в работе других аппаратов. Такие неисправности бывают, от них не куда не деться, но случаются они довольно редко.

Проанализировав выше сказанное сделаю вывод что без персонала на станциях с установленным АСУ ТП не возможно создать безопасную и надежную работу. А вот облегчить труд, повысить оперативность, надежность и качество можно с применением автоматической системы управления техническими процессами. К тому же чем больше мы будем внедрять, и эксплуати-

ровать эти системы тем больше будут выявляться их недостатки и слабые места. А уже производитель будет искать пути решения этих проблем тем самым усовершенствовать систему и приближать ее к максимальной надежности и современности.

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Система предоставляет пользователям достоверную информацию о фактическом потреблении электроэнергии и может быть реализована с применением различных каналов связи (PLC, GPRS, RS и т.д.) и на любом объекте, от подъезда до микрорайона.

Все каналы связи обеспечивают своевременную и достоверную передачу информации о потреблении, о внештатных ситуациях, позволяют выявить факты хищений электроэнергии и дистанционно отключают неплательщиков. Вся необходимая информация отражается через ПК.

Построение подобной системы позволит не только организовать оперативный и достоверный сбор информации, но и перейти на многотарифную систему оплаты за потребленную электроэнергию, сократить затраты на контролирующий персонал, минимизировать потери электроэнергии за счет контроля, анализа и исключения нерационального использования электроэнергии в местах общего пользования, автоматизировать выписки счетов абонентов.

## 15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается реконструкция системы электроснабжения жилого района города «Ленск», в республике Якутия, по условиям которой предполагается замена силового оборудования как на подстанциях так и на линиях электропередач.

### 15.1 Безопасность

*Безопасность при работах на ВЛ* . Производство работ на воздушных линиях электропередачи запрещается в следующих случаях:

- во время грозы или при ее приближении;
- при скорости ветра более 12 метров в секунду, при снежных буранах, а также при снижении температуры окружающего воздуха ниже предельных норм для рассматриваемого участка работ. Исключением являются работы, выполняемые на ВЛ пр предотвращению развития чрезвычайных ситуаций и аварий различного характера.

В случае работы при низких температурах руководитель работ обязан предоставить работникам средства для обогрева в частности костры тепловые пушки, палатки и т.п.

К работам на особо опасных участках следует отнести:

- Работы, выполняемые на участках пересечений с другими воздушными линиями электропередачи либо железными или шоссейными дорогами;
- упразднение и подвеска фазных проводов на воздушных линиях электропередачи подверженных наведенному напряжению от проходящих рядом электрифицированных железнодорожных путей;
- установка и замена несущих опор воздушных линий электропередач;

- работы с применением механизмов и машин, используемых на расстоянии менее 30 метров от линий электропередач находящихся под напряжением;

- обустройство мачтовых переходов, замена концевых, угловых опор линий электропередач;

- погрузка и разгрузка железобетонных опор и их приставок;

- так же к таким работам относятся остальные виды, которые в свою очередь включены в список в соответствии с местными инструкциями.

В случае если на трассе прохождения вновь вводимой воздушной линии электропередачи могут проходить подземные коммуникации различного назначения в таком случае рытье ям разрешается выполнять только после согласования работ с соответствующими организациями.

В случае если после начала установки опор линии происходит обнаружение неизвестного кабеля или трубопровода, то работа прекращается до выяснения их принадлежности, и до прибытия ответственного лица организации которой принадлежат данные коммуникации.

При выполнении такого рода работ по установке опор в городах, населенных пунктах, или местах движения авто транспорта вокруг места работы должны быть установлены специальные ограждения

Мачты, сложные опоры и опоры длиной более 10 м нужно устанавливать при помощи дополнительных приспособлений лебедок воротов в усиленных блоках и тому подобное. Но необходимо дополнительно во время подъема удерживать их в плоскости подъема либо с помощью канатов или специальных веревок, закреплённых вершинам опор,

В случае применения ручного труда запрещается подъем на опору, при этом нужно использовать ухват и багры, их следует применять только для выравнивания положения опор, при подъеме конец ручки рогача необходимо упирать в грудь либо живот. Работники должны располагаться по обеим сторонам опоры, стоять под поднимаемые грузом запрещено.

В случае установки либо замене опор воздушной линии электропередачи на насыпях, склонах число работников, которые занимаются этой работой должно быть увеличено против обычных норм в зависимости от местных условий, при этом необходимо соблюдать меры предупреждения скатывания столбов, необходимо удерживать их веревками или другими приспособлениями

При работе на угловой анкерной опоре со специальным крюковым профилем или кронштейнами подниматься и выполнять какую-то работу со стороны внутреннего угла запрещено. В случае подъема на опору анкерную либо угловую необходимо сначала убедиться в ее достаточной прочности если опора укреплена приставкой необходимо также убедиться в надежности крепления и приставки.

В зависимости от того на какой высоте выполняются работы, они должны производиться с закрепления на опоре цепью предохранительного пояса и креплением когтей в устойчивом положении. Такая работа на опоре без каких когтей и предохранительного пояса запрещена, подниматься на опору и работать на когтях или зацепах, не прикрепленных должным образом к ногам работника с помощью специальных ремней и подпятников запрещается

#### *Безопасность при работах в распределительных устройствах*

ТК в данной работе рассматривается реконструкция главной понизительной подстанции, следовательно, рассмотрим основные требования техники безопасности при работе в распределительных устройствах данной ПС.

При работе по монтажу электрооборудования распределительных устройств ПС, каналы и проемы в перекрытиях необходимо закрыть временными сплошными щитами заподлицо и подогнать чтобы они не могли опрокинуться при этом монтажные проемы дополнительно необходимые для такелажа тяжелого оборудования ограждают съемными перилами.

При необходимости перемещения подъема и установки электрооборудования ПС специально производят максимальное применение механизмов. В мастерской пакеты сборных шин в зависимости от их размеров и массы поднимают на конструкции с помощью специальных талей, блоков и лебедок.

Во избежание ранения рук при монтаже ошиновки фланцев изоляторов болтов шпилек перед их установкой на конструкцию распределительного устройства удаляют заусенцы. После монтажа сборных шин распределительного устройства не допускается их использовать для закрепления такелажных приспособлений либо конструкций, включать под напряжение для подачи на нужды строительной площадки.

Также запрещается оставлять инструмент на верхних частях конструкции распределительного устройства. Высоковольтные разъединители и конструкции массой более 30 кг поднимают только механизмами и специальными приспособлениями. Тросы, стропы запрещается крепить к изоляторам, контактными деталям или путем пропускания тросов через отверстие установочных отверстий.

Перемещение высоковольтных выключателей напряжением выше 1 кВ низковольтных автоматов, снабженных пружинами либо механизмами, выполняют только в отключенном положении, отключающую пружину перемещают только в том случае если она снабжены специальными стопорными устройствами, далее снимают эти стопорные приспособления.

Особую опасность при выполнении монтажных работ представляют самопроизвольное включение и отключения высоковольтного выключателя из-за случайного разобщения механизма свободного расцепления привода для, того чтобы этот механизм свободного расцепления самопроизвольно не сработал между отключающим рычагом и корпусом привода устанавливают дополнительный временный стопорный болт. После выполнения этих работ стопорные приспособления снимают.

Сушка изоляции выключателя индукционным методом должна выполняться-таки образом чтобы корпус выключателя был надежно заземлен, при выполнении монтажных работ на трансформаторах тока и напряжения их вторичные обмотки должны быть закорочены и заземлены.

Если при выполнении наладочных работ возникает необходимость приближения к выключателю и поднятию на него для операций по регулировке, то

такая работа может быть выполнена только в промежутках между операциями со снятием оперативного тока в таком случае в распределительных шкафах выключателя должен находиться специально обученный работник.

## 15.2 Экологичность

Главным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является трансформаторное масло. Загрязнение может произойти во время аварийных ситуаций, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений окружающей среды силовыми трансформаторами ПС – главной понизительной подстанции рассматриваемого района.

В соответствии с для предотвращения загрязнения окружающей среды при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

Размеры трансформатора типа ТМН 6300/35/6 4,25×3,42×4,08 м и масса масла в нем 5,35 т.

При расчете параметров маслоприемника принимаем следующие условия

1) Расчетные размеры маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м [11].

2) Он должен предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемник выполняем с установкой сверху металлической решетки, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м;

3) Так же он оборудуется специальной сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Объем масла в трансформаторе:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{5,35}{0,88} = 6,07 \text{ (м}^3\text{)}$$

где – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 5,35 тонн.  $M$

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

Площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (4,25 + 2 \cdot 1) \cdot (3,42 + 2 \cdot 1) = 33,87 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора 35 кВ (м)  $A$   $B$

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{bn} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (4,25 + 3,42) \cdot 2 \cdot 4,08 = 62,58 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)  $H$

Коэффициент пожаротушения и время тушения соответственно равны [11]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (33,87 + 62,58) \cdot 10^{-3} = 34,72 \text{ (м}^3\text{)}$$

Объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{mmH_2O} = V_{трм} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 6,07 + 0,8 \cdot 34,72 = 33,85 \text{ (м}^3\text{)}$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{mmH_2O}$

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} = \frac{33,85}{33,87} = 1,00 \text{ (м)}$$

Высота подушки [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота прослойки [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Высота маслоприемника:

$$H_{мп} = H_{мп} + H_{en} + H_z = 1,00 + 0,05 + 0,25 = 1,3 \text{ (м)}$$

### 15.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации на главной понизительной подстанции рассматриваемого района рассмотрим возникновение пожара, в следствии разгерметизации трансформатора, короткого замыкания или удара молнии.

При возникновении пожарной ситуации на подстанции первый обнаруживший возгорание должен сообщить об этом начальник группы подстанций в свою очередь начальник группы подстанций, а в его отсутствии оперативный персонал либо оперативно-производственный персонал немедленно сообщает о пожаре в специальную пожарную охрану, при этом он должен называть адрес подстанции, место возникновения возгорания, указать количество трансформаторного масла, находящегося в оборудовании и сообщить диспетчеру ОДС [21].

Начальник группы подстанций до прибытия первого пожарного расчёта к месту пожара является руководителем тушения пожара, он должен выполнять следующие обязанности [21].

- Оценить обстановку спрогнозировать распространения пожара и возможность образования дополнительных очков горения
- Определить безопасные операции по отключению электрооборудования и его заземлению. Переключения в зоне пожара могут производиться по типовым либо обычным бланкам переключений,
- Провести специальный инструктаж по правилам безопасного тушения электрооборудования и выдать специальный письменный допуск на тушение пожара первому прибывшему оперативному начальнику пожарной охраны.

Старший начальник пожарной охраны прибывший к месту пожара должен связаться с руководителем тушения пожара получить от него специальные

данные об ситуации на пожаре и письменный допуск на выполнение тушения, в котором должно быть указано оборудование или его токоведущие части, которые остались под напряжением, какие из них обесточены и принять на себя обязанности руководителя тушения возгорания

С начальника группы подстанций который не принял на себя руководство тушением пожара не снимается ответственность за организацию тушения пожара тушения.

При тушении пожара организуется специальный штаб, в него входит начальник группы подстанций, который должен иметь на руке красную повязку с нанесенным специальным знаком электрического напряжения.

В случае возникновения аварии на трансформаторе с возникновением пожара он сразу же должен быть отключён от сети со всех сторон заземлен.

После снятия с него напряжения тушение пожара следует проводить любыми доступными средствами пожаротушения, в случае возникновения пожара на силовом трансформаторе, установленном в закрытом помещении либо о закрытом распределительном устройстве, должны быть приняты меры по предупреждению распространения пожара через проемы, каналы, кабельные шахты [21].

В случае тушения пожара следует применять такие же средства пожаротушения, как и для трансформаторов наружной установки. На трансформаторе с внутренним выбросом через специальную выхлопную трубу или разъем, нижний срез болтов, или деформацию фланца, и возникновения пожара внутри трансформатора средства пожаротушения следует вводить внутрь трансформатора через образовавшийся разъем и деформированные части.

В случае возникновения пожара на трансформаторе сливать с него масло запрещается так как это приведет повреждению внутренних обмоток и трудности дальнейшего тушения. В случае развывшегося пожара на силовом трансформаторе необходимо защитить от действия высокой температуры водными струями металлические каркасы, порталы. соседнее трансформаторы и оборудование которое находится в зоне действия пожара [21].

Основой безопасного тушения пожаров в электроустановках является строгое соблюдение организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, а также сознательная дисциплина персонала и пожарных, участвующих в тушении.

Тушение пожаров в электроустановках под напряжением осуществляется при соблюдении таких обязательных условий: недопущение приближения пожарных к токоведущим частям электроустановок на расстояния до горящих электроустановок под напряжением при подаче пожарными огнетушащих веществ из ручных стволов, менее указанных в таблице

При тушении пожара *запрещается*: выполнение любых отключений и прочих операций с электрическим оборудованием личному составу пожарных подразделений; приближение к машинам и механизмам, применяемым для подачи огнетушащих веществ на горящие электроустановки, находящимся под напряжением, лицам, непосредственно не занятым в тушении 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.

Тушение пожара в помещениях с электроустановками, находящимися под напряжением до 10 кВ, всеми видами пен с помощью ручных средств запрещается, так как пена и раствор пенообразователя обладают повышенной электропроводимостью, по сравнению с распыленной водой. При необходимости тушения пожара воздушно-механической пеной, с объемным заполнением помещения пеной, производится предварительное закрепление пены генераторов, их заземление, а также заземление насосов пожарных машин

Устройства для заземления пожарных стволов, пено-генераторов и пожарной техники изготавливаются в необходимом количестве из гибкого медного провода сечением не менее 16 мм<sup>2</sup>. Во всех случаях длина провода не огра-

ничивается и определяется из необходимости, допущения свободного маневрирования лица, работающего пожарным стволом.

Места заземления пожарной техники определяется специалистами предприятия совместно с представителя пожарной охраны, оборудуются и вывешиваются таблички.

Необходимое количество заземлений, диэлектрической обуви, диэлектрических перчаток и места их хранения определяются начальниками групп ПС, исходя из расчета подачи огне-гасительных средств на горящее электрооборудование.

Запрещается пользование указанными заземляющими устройствами, диэлектрической обувью и перчатками, кроме случаев пожара или проведения совместных с пожарными подразделениями тренировок на подстанции.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была определена программа реконструкции системы электроснабжения жилого района города Ленск Ленского района Республики Якутия, реализация которой позволит повысить уровень надежности электроснабжения потребителей с одновременным снижением относительных потерь электроэнергии. В схеме реконструкции электрических сетей приняты технические решения, позволяющие решить поставленную задачу с минимально возможными затратами.

В выпускной квалификационной работе учтены все потребители электроэнергии расположенные в пределах условных границ рассматриваемого района.

В выпускной квалификационной работе были рассчитаны электрические нагрузки жилого сектора, общественных учреждений, детских садов, школ и других потребителей электрической энергии с учетом электропищеприготовления по удельным нагрузкам. По полученным нагрузкам произведен выбор сечений кабельных линий высокого и низкого напряжения. Был произведен расчет токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме работы системы электроснабжения. В соответствии с полученными значениями токов КЗ было выбрано основное электрооборудование с учетом климатического исполнения. Для выбранных трансформаторов КТП 10/0,4 кВ и кабельных линий электропередач напряжением 0,4 и 10 кВ был произведен расчет и выбор элементов защиты.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»
2. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.
3. Электротехнический справочник: В 4 т. 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.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
5. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
6. URL: <http://www.ruscable.ru/info/cable/>(дата обращения 25.01.2018)
7. Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. – Чернигов: ЧГТУ, 2008. – 341с.
8. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
9. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. Учеб. пособие. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2012. – 56 с.
10. Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).

11. URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/transformatory-toka-tol10-1.html>  
(дата обращения 24.01.2018)
12. URL: <http://forca.ru/info/spravka/nami-10-antirezonsnyy-transformator-napryazheniya.html> (дата обращения 25.01.2018)
13. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
14. URL: <http://www.konstalin.ru/?ID=4327&StartID=3>(дата обращения 25.01.2018)
15. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
16. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2007. — 240 с: ил.
17. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2012. - 5-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.
18. Фёдоров В.А. Библия релейной защиты и автоматики/ Новосибирский институт повышения квалификации, 2008. - 277с.
19. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
20. Ротачёв Ю.А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.
21. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 2009.
22. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
23. ПУЭ. - СПб.: ПЭИПК, 2012. - 7-е изд., перераб. и доп. - 406 стр.. ил.

24. ПОТ Р М-016-2001 - Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ЗАО "Издательство НЦ ЭНАС", 2006 г.

25. URL: [http://www.incotexcom.ru/plc\\_write.htm](http://www.incotexcom.ru/plc_write.htm) (дата обращения 25.01.2018)

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А1 - Нагрузки низковольтных кабелей

Линия	$P_{\text{расч.лин}}$ , кВт	$Q_{\text{расч.лин}}$ , квар	$S_{\text{расч.лин}}$ , кВА
ТП1-ф1	177,84	35,53	130,881
ТП1-ф2	226,1	48,26	166,489
ТП1-ф3	226,1	48,26	166,849
ТП1-ф4	119	25,4	87,815
ТП2-ф1	262,08	52,36	192,878
ТП2-ф2	233,1	48,08	171,676
ТП2-ф3	239,4	47,88	176,194
ТП3-ф1	239,4	47,88	176,194
ТП3-ф2	177,84	35,53	130,881
ТП3-ф3	145	29	106,717
ТП3-ф4	180	36	132,476
ТП4-ф1	209,328	51,393	155,556
ТП4-ф2	128	27,65	94,507
ТП4-ф3	183,7	45,4	136,563
ТП4-ф4	196,8	46	145,856
ТП5-ф1	235,5	59,25	175,254
ТП5-ф2	261,6	52,32	192,532
ТП5-ф3	119	25,4	87,815
ТП5-ф4	105,85	21,17	77,903
ТП6-ф1	195,9	48,125	145,582
ТП6-ф2	168	33,6	123,645
ТП6-ф3	168	33,6	123,645
ТП6-ф4	211,5	51,825	157,153
ТП7-ф1	214,908	56,053	160,285
ТП7-ф2	285,98	70,44	205,557
ТП7-ф3	300,75	65,35	222,112
ТП8-ф1	407,4	113	305,116
ТП8-ф2	137,3	30,1	101,441
ТП8-ф3	274,2	63,56	203,134
ТП9-ф1	218,778	56,413	163,054

ТП9-ф2	136,628	54,123	106,057
ТП10-ф1	295,8	63,19	218,292
ТП10-ф2	317,4	67,51	234,188
ТП10-ф3	188,2	47	139,993
ТП11-ф1	237,6	48,42	174,997
ТП11-ф2	257,4	52,38	183,57
ТП11-ф3	254,6	52,18	181,203
ТП12-ф1	343,68	78,459	254,411
ТП12-ф2	251,4	81,98	190,835
ТП12-ф3	195	40,35	143,71
ТП13-ф1	314,25	69,06	232,202
ТП13-ф2	319,2	63,84	2234,925
ТП13-ф3	143,192	80,719	118,628
ТП14-ф1	92	40	72,399
ТП14-ф2	460	198	361,424
ТП14-ф3	168	33,6	123,645
ТП15-ф1	319,2	63,84	234,925
ТП15-ф2	319,2	63,84	234,925
ТП15-ф3	135	27,45	99,422

Таблица А2 – Потери напряжения в кабельных линиях напряжением 0,4 кВ

Линия	$I_p$ , А	L, км	$\Delta U$ , %
ТП1-ф1	151,168	0,108	2,5
ТП1-ф2	192,7	0,104	1,7
ТП1-ф3	192,7	0,104	1,7
ТП1-ф4	101,4	0,088	2,7
ТП2-ф1	222,7	0,128	2,4
ТП2-ф2	198,4	0,2	3,4
ТП2-ф3	203,5	0,184	3,2
ТП3-ф1	203,5	0,04	0,7
ТП3-ф2	151,2	0,108	2,6
ТП3-ф3	123,26	0,348	4,2
ТП3-ф4	153,01	0,18	4,3
ТП4-ф1	179,67	0,1	2,05
ТП4-ф2	109,1	0,164	3,9

ТП4-ф3	157,7	0,096	1,7
ТП4-ф4	168,5	0,016	0,3
ТП5-ф1	202,4	0,26	4,5
ТП5-ф2	222,4	0,068	1,3
ТП5-ф3	101,4	0,044	1,4
ТП5-ф4	89,9	0,284	4,5
ТП6-ф1	168,1	0,08	1,5
ТП6-ф2	142,8	0,016	0,4
ТП6-ф3	142,8	0,044	0,9
ТП6-ф4	181,5	0,108	2,2
ТП7-ф1	185,1	0,12	2,5
ТП7-ф2	237,4	0,064	1,05
ТП7-ф3	256,5	0,128	2,2
ТП8-ф1	352,4	0,088	1,07
ТП8-ф2	117,2	0,092	2,4
ТП8-ф3	234,6	0,072	1,2
ТП9-ф1	188,3	0,12	2,6
ТП9-ф2	122,5	0,104	2,8
ТП10-ф1	252,1	0,104	1,8
ТП10-ф2	270,5	0,096	1,5
ТП10-ф3	161,7	0,012	0,2
ТП11-ф1	202,1	0,172	2,9
ТП11-ф2	218,9	0,188	3,5
ТП11-ф3	209,3	0,014	0,25
ТП12-ф1	293,8	0,08	1,3
ТП12-ф2	220,4	0,132	2,5
ТП12-ф3	165,9	0,128	2,4
ТП13-ф1	268,2	0,092	1,4
ТП13-ф2	271,4	0,1	1,5
ТП13-ф3	137,02	0,22	4,8
ТП14-ф1	83,6	0,14	3,6
ТП14-ф2	417,4	0,24	3,5
ТП14-ф3	142,8	0,072	1,6
ТП15-ф1	271,4	0,084	1,3

ТП15-ф2	271,4	0,06	0,9
ТП15-ф3	144,8	0,108	2,7

Таблица А3 – Потери мощности и энергии в низковольтных кабельных линиях

Линия	I <sub>p</sub> , А	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч
ТП1-ф1	151,168	7,992	8775,3
ТП1-ф2	192,7	6,601	7248
ТП1-ф3	192,7	6,601	7248
ТП1-ф4	101,4	5,863	6437,8
ТП2-ф1	222,7	10,856	11920,9
ТП2-ф2	198,4	13,453	14722,2
ТП2-ф3	203,5	13,023	14299,9
ТП3-ф1	203,5	2,831	3108,7
ТП3-ф2	151,2	7,992	8775,4
ТП3-ф3	123,26	10,177	11174,9
ТП3-ф4	153,01	13,646	14984,3
ТП4-ф1	179,67	7,433	8161,9
ТП4-ф2	109,1	8,964	9842,9
ТП4-ф3	157,7	5,499	6038,9
ТП4-ф4	168,5	1,045	1148,1
ТП5-ф1	202,4	18,207	19991,5
ТП5-ф2	222,4	5,747	6310,3
ТП5-ф3	101,4	2,931	3218,9
ТП5-ф4	89,9	8,273	9083,9
ТП6-ф1	168,1	5,208	5719,1
ТП6-ф2	142,8	1,056	1160,3
ТП6-ф3	142,8	2,905	3190,7
ТП6-ф4	181,5	8,193	8996,8
ТП7-ф1	185,1	9,47	10399
ТП7-ф2	237,4	4,867	5344,6
ТП7-ф3	256,5	11,366	12480,5
ТП8-ф1	352,4	6,881	7556,03
ТП8-ф2	117,2	5,793	6361,6
ТП8-ф3	234,6	5,347	5871,8
ТП9-ф1	188,3	9,8	10761,4

ТП9-ф2	122,5	7,159	7860,8
ТП10-ф1	252,1	8,92	9794,5
ТП10-ф2	270,5	7,581	8324,6
ТП10-ф3	161,7	0,722	793,2
ТП11-ф1	202,1	12,009	13186,5
ТП11-ф2	218,9	15,403	16913,4
ТП11-ф3	209,3	1,048	1150,8
ТП12-ф1	293,8	7,387	8111,1
ТП12-ф2	220,4	10,960	12034,5
ТП12-ф3	165,9	8,12	8916,8
ТП13-ф1	268,2	7,143	7843,06
ТП13-ф2	271,4	7,947	8726,1
ТП13-ф3	137,02	13,374	14685,4
ТП14-ф1	83,6	6,34	6961,7
ТП14-ф2	417,4	26,334	28915,2
ТП14-ф3	142,8	4,755	5221,2
ТП15-ф1	271,4	6,675	7329,9
ТП15-ф2	271,4	4,768	5235,7
ТП15-ф3	144,8	6,533	7173,62

Таблица А4 – Расчетные нагрузки приведенные к шинам 0,4 кВ ТП

Трансформаторная п/с	$P_{\text{расч.ТП.i}}$ , кВт	$Q_{\text{расч.ТП.i}}$ , квар	$S_{\text{расч.ТП.i}}$ , кВА
ТП-1	715,88	150,5	731,529
ТП-2	712,62	143,93	727,01
ТП-3	718,83	143,73	733,059
ТП-4	670,758	160,003	689,578
ТП-5	691,8	151,95	708,291
ТП-6	690,9	155,81	708,251
ТП-7	639,618	158,932	659,068
ТП-8	786,03	198,95	810,817
ТП-9	347,406	107,776	363,74
ТП-10	317,4	67,51	783,496
ТП-11	715,4	147,94	730,536
ТП-12	759,48	193,229	783,676
ТП-13	754,422	206,899	782,279
ТП-14	694	264,24	742,603
ТП-15	744	149,25	758,822

Таблица А5 – Расчёт электрических нагрузок трансформаторов

Трансформаторная подстанция	$S_{ТП}$ , кВА.	$S_{мп}$ , кВА	$K_{загр}$	Марка трансформатора
1	2	3	4	5
ТП-1	765,4	510,273	0,6	2ТМ 630/10×
ТП-2	749,4	499,6	0,6	2ТМ 630/10×
ТП-3	756,9	504,6	0,6	2ТМ 630/10×
ТП-4	737,8	491,8	0,58	2ТМ 630/10×
ТП-5	739,9	493,3	0,59	2ТМ 630/10×
ТП-6	761,9	507,9	0,6	2ТМ 630/10×
ТП-7	814,5	543	0,64	2ТМ 630/10×
ТП-8	844,6	563	0,67	2ТМ 630/10×
ТП-9	372,2	496,3	0,59	ТМ 630/10
ТП-10	820,8	547,2	0,65	2ТМ 630/10×
ТП-11	756,2	504,1	0,6	2ТМ 630/10×
ТП-12	813,6	542,4	0,64	2ТМ 630/10×
ТП-13	805,5	536,9	0,64	2ТМ 630/10×
ТП-14	769,5	513	0,61	2ТМ 630/10×
ТП-15	788,8	525,9	0,63	2ТМ 630/10×

Таблица А6 - Параметры выбранных трансформаторов

Трансформаторная подстанция	, % $I_{xx}$	, % $U_{кз}$	$\Delta P_{xx}$ , кВт	, $\Delta P_{кз}$ кВт	Марка трансформатора
1	2	3	4	5	6
ТП-1	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-2	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-3	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-4	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-5	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-6	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-7	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-8	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-9	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-10	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-11	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-12	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-13	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-14	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-15	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10

Таблица А7 – Потери мощности в трансформаторах

Трансформаторная подстанция	$\Delta P_{мп}$ , кВт	$\Delta Q_{мп}$ , квар
1	2	3

ТП-1	9,96	53,91
ТП-2	9,96	53,91
ТП-3	9,96	53,91
ТП-4	9,936	53,886
ТП-5	9,948	53,898
ТП-6	9,96	53,91
ТП-7	10,01	53,96
ТП-8	10,049	53,999
ТП-9	9,948	53,898
ТП-10	10,022	53,973
ТП-11	9,96	53,91
ТП-12	10,01	53,96
ТП-13	10,01	53,96
ТП-14	9,972	53,922
ТП-15	9,997	53,947

Таблица А8 – Расчет нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Трансформаторная подстанция	, кВт $P^{10кВ}_{ТП.i}$	, квар $Q^{10кВ}_{ТП.i}$	, кВА $S^{10кВ}_{ТП.i}$
1	2	3	4
ТП-1	759,9	165,066	777,715
ТП-2	745,5	155,9	761,7
ТП-3	752,9	155,8	768,9
ТП-4	728	177,5	749,3
ТП-5	732,1	169,4	751,482
ТП-6	753,6	174,2	773,6
ТП-7	801,8	198,9	826,1
ТП-8	829,1	213,7	856,2
ТП-9	365,6	117,6	384,04
ТП-10	811,6	184,8	832,4
ТП-11	750,8	160,06	767,6
ТП-12	798,6	207,9	825,2
ТП-13	786,8	220,7	817,2
ТП-14	730,0	278,7	781,5
ТП-15	783,6	162,2	800,2

Таблица А9 – Расчет нагрузок распределительных линий 10 кВ

Линия	, $P_{р.л.норм}$ кВт	, $Q_{р.л.норм}$ квар	, $S_{р.л.норм}$ кВА
1	2	3	4
ИП-ТП15	783,6	162,2	800,2
ТП15-ТП14	1440,7	413	1498,8
ТП14-ТП1	1414,2	427,2	1477,3
ТП1-ТП2	1430,9	305,4	1463,2
ТП2-ТП3	-	-	-
ТП3-ТП4	1405,7	317,8	1441,1
ТП4-ТП13	1442	380,5	1491,4
ТП13-ИП	786,8	220,7	817,186
ИП-ТП11	750,8	160,1	767,6

ТП11-ТП10	1481,2	326,3	1516,7
ТП10-ТП9	1140,6	290,6	1177,1
ТП9-ТП8	1111,7	309,9	1154,2
ТП8-ТП7	-	-	-
ТП7-ТП6	1475,2	353,2	1516,9
ТП6-ТП5	1410,3	326,2	1447,6
ТП5-ТП12	11457,5	360,4	1501,4
ТП12-ИП	798,6	207,9	825,2

Таблица А10 – Потери напряжения в распределительных линиях 10 кВ

Линия	$I_p$ , А	L, км	$\Delta U$ , %
1	2	3	4
ИП-ТП15	191,8	0,49	0,595
ТП15-ТП14	138,6	0,128	0,112
ТП14-ТП1	86,9	0,288	0,158
ТП1-ТП2	35,03	0,244	0,054
ТП2-ТП3	15,8	0,176	0,018
ТП3-ТП4	67,04	0,284	0,121
ТП4-ТП13	117	0,176	0,13
ТП13-ИП	171,5	0,6	0,651
ИП-ТП11	212,6	0,4	0,388
ТП11-ТП10	161,5	0,184	0,135
ТП10-ТП9	106	0,168	0,081
ТП9-ТП8	80,5	0,268	0,098
ТП8-ТП7	22,4	0,072	0,0077
ТП7-ТП6	31,7	0,18	0,026
ТП6-ТП5	83,3	0,284	0,108
ТП5-ТП12	133,4	0,116	0,071
ТП12-ИП	188,4	0,47	0,404

Таблица А11 – Потери мощности и энергии в распределительных линиях 10кВ

Линия	$I_p$ , А	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч
1	2	3	4
ИП-ТП15	191,8	14,6	18863,2
ТП15-ТП14	138,6	1,989	2569,8
ТП14-ТП1	86,9	1,76	2273,9
ТП1-ТП2	35,03	0,242	312,6
ТП2-ТП3	15,8	0,035	45,22
ТП3-ТП4	67,04	1,033	1334,6
ТП4-ТП13	117	1,95	2519,4
ТП13-ИП	171,5	14,28	18449,8
ИП-ТП11	212,6	10,413	13453,6

ТП11-ТП10	161,5	2,762	3568,5
ТП10-ТП9	106	1,086	1403,1
ТП9-ТП8	80,5	0,998	1289,4
ТП8-ТП7	22,4	0,022	28,4
ТП7-ТП6	31,7	0,104	134,4
ТП6-ТП5	83,3	1,134	1465,1
ТП5-ТП12	133,4	1,188	1534,9
ТП12-ИП	188,4	9,607	12412,2