

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения имени А.Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

Жилыбаев Ильяс Русланович

Проектирование электроснабжения офиса современными технологиями

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

6В07101– Энергетика

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт «Энергетика и машиностроение»

Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ  
НАО «КазНТУ им.К.И.Сатпаева»  
Институт энергетики  
и машиностроения

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой «Энергетика»  
Доктор PhD, ассоциированный профессор

  
Е.А. Сарсенбаев  
«11» 06 2024 г.

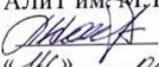
ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

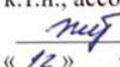
На тему: «Проектирование электроснабжения офиса современными технологиями»

6B07101-Электроэнергетика

Выполнил:

Жилыбаев Ильяс

Рецензент  
PhD, ассистент – профессор  
кафедры «Энергетика»  
АЛит им. М.Тынышпаева  
 Ж. Ж. Калиев  
«14» 06 2024 г.

Научный руководитель  
к.т.н., ассоциированный профессор  
 А. А. Жуматова  
«12» 06 2024 г.

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения имени А.Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

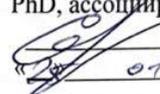
6В07101– Энергетика

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой «Энергетика»

PhD, ассоциированный профессор

Е. А. Сарсенбаев

 от 2024г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломной работы**

Обучающемуся Жилыбаеву Ильясу Руслановичу

Тема: Проектирование электроснабжения офиса современными технологиями

Утверждена приказом Проректора по академическим вопросам №548–П/Ө от «4 декабря»  
2024 г.

Срок сдачи законченной работы «15» июня 2024г.

Исходные данные к дипломной работе: Внешнее электроснабжение 10кВ обеспечивает АО  
"ТАТЭК", расположенная в одном километре от данного объекта. Прокладка питающих  
кабелей осуществляется в траншее, длина которых из-за специфики городских условий  
составляет 1,76 км. Объект имеет потребителей I и II категории.

Краткое содержание дипломной работы:

а) Технологическая часть;

б) Организационно-экономическая часть;

в) Разработка и применение современных технологий для офисных зданий;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

а) Распределительная сеть 10 кВ;

б) Генеральный план – центр электрических нагрузок.

Представлены 14 слайдов презентации работы.

Рекомендуемая основная литература: из 16 наименований учебных материалов

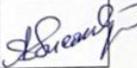
## ГРАФИК

подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Технологическая часть	25.03.2024	нет
Организационно-экономическая часть	15.04.2024	нет
Разработка и применение современных технологий для офисных зданий	25.05.2024	нет

## Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технологическая часть	А. А. Жуматова, к.т.н., ассоциированный профессор	25.03.24	
Организационно-экономическая часть	А. А. Жуматова, к.т.н., ассоциированный профессор	12.04.2024	
Разработка и применение современных технологий для офисных зданий	А. А. Жуматова, к.т.н., ассоциированный профессор	12.07.2024	
Нормоконтролер	А.О. Бердибеков, магистр, senior лектор	05.06.2024	

Научный руководитель



А. А. Жуматова

Задание принял к исполнению обучающийся



И. Р. Жилыбаев

Дата

" 25 " 01 20 24 г.

### **Аңдатпа**

Бұл дипломдық жұмыста Талдықорған қаласы, Алдабергенов көшесі, 119 мекенжайындағы кеңсе ғимаратының электрмен қамтамасыз етілуі қарастырылады.

Жобаның мақсаты - бұл нысанды сенімді және сапалы электрмен жабдықтау, оның құрамына Digital Art компаниясының бас кеңсесі, Dostyq әкімшілік кеңсесі және SkyTec кеңсесі кіреді.

### **Аннотация**

В данной дипломной работе рассматривается электроснабжение офисного здания по улице Алдабергенова, 119 города Талдықорған.

Целью проектирования является надёжное и качественное электроснабжение данного объекта, в который входят: главный офис компании «Digital Art», административный офис «Dostyq» и офис «SkyTec».

### **Annotation**

This thesis examines the power supply of an office building at 119 Aldabergenova Street in the city of Taldykorgan.

The purpose of the design is reliable and high-quality power supply for this facility, which includes: the main office of the Digital Art company, the administrative office of Dostyq and the SkyTec office.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Технологическая часть	9
1.1 Технологическая часть офиса	9
1.2 Электроснабжение. Исходные данные по проекту	9
1.3 Расчёт распределительных сетей. Расчёт электрических нагрузок	13
1.4 Расчёт токов короткого замыкания (ТКЗ)	35
1.5 Спецификация оборудования на трансформаторных подстанциях и распределительный пункт 10кВ.	47
1.6 Расчёт и выполнение контура заземления	49
2 Организационно-экономическая часть	53
2.1 Выбор схемы электроснабжения	53
2.2 Расчёт сечения питающего кабеля	55
2.3 Расчёт капиталовложений	58
2.4 Расчёт ежегодных издержек	59
2.5 Издержки на компенсацию годовых потерь электроэнергии	61
3 Разработка и применения современных технологии для офисных зданий	64
3.1 Автоматическое включение резервного питания (АВР) и оборудования	64
3.2 Способы гарантированного питания для электропотребителей	67
Заключение	77
Список использованной литературы	78

## ВВЕДЕНИЕ

В данной дипломной работе рассматривается электроснабжение офисного здания по улице Алдабергенова, 119 города Талдыкорган.

Целью проектирования является надёжное и качественное электроснабжение данного объекта, в который входят: главный офис компании «Digital Art», административный офис «Dostyq» и офис «SkyTec». Внешнее электроснабжение 10кВ обеспечивает АО "ТАТЭК", расположенная в одном километре от данного объекта. Прокладка питающих кабелей осуществляется в траншее, длина которых из-за специфики городских условий составляет 1,76 км. Объект имеет потребителей I и II категории.

Исходя из проведенного анализа и расчетов, можно сделать вывод о том, что выбранный вариант внешнего электроснабжения, смешанный вариант с радиальной и двухлучевой схемой, является наиболее экономичным по капиталовложениям. Также в результате внедрения современного электротехнического оборудования можно ожидать снижение затрат на потребление электроэнергии и эксплуатационные затраты на обслуживание электросетей.

Важным фактором является также проведенный расчет релейной защиты, который позволит обеспечить надежность работы электроснабжения и защиту от аварийных ситуаций.

Отсутствие компенсации реактивной мощности для электроприемников проектируемых общественных зданий согласуется с соответствующими нормативами и стандартами.

Проведенный расчет релейной защиты обеспечивает не только надежность работы системы электроснабжения, но также защиту оборудования от перегрузок и коротких замыканий. Это значительно снижает риск возникновения аварийных ситуаций и повреждений оборудования, что в свою очередь способствует экономии времени и ресурсов на ремонтные работы.

Итак, выбранный подход к проектированию внешнего электроснабжения позволит создать современный, надежный и экономически эффективный объект. Строгое соблюдение технических требований и нормативов, ориентированных на безопасность и устойчивость работы системы, обеспечит долгосрочную и бесперебойную работу электроснабжения на объекте.

Информационные сбои могут привести к серьёзным последствиям. От сложного электронного оборудования зависит жизнедеятельность большого количества людей.

По этой причине многие учреждения покупают для своих зданий автономные источники электроснабжения. Такие источники, как правило, вступают в работу при сбоях на сетях городского энергообеспечения.

Одной из причин сбоев в работе энергообеспечения является нарушение качества электроснабжения, что обусловлено разнообразными причинами: изношенность оборудования в системе энергоснабжения, перегрузка электросетей, обрывы линий электропередач и так далее.

Для того чтобы исключить человеческий фактор из процесса включения резервного питания, используется автоматический ввод резерва (АВР).

Автоматический ввод резерва – это способ обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленный на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

## **1 Технологическая часть**

### **1.1 Технологическая часть офиса**

Офисный комплекс расположен по адресу: улица Алдабергенова, 119, город Талдыкорган. Вблизи объекта находятся жилые дома, а также другие административные и общественные здания. В случае возникновения проблем с их электроснабжением, возможно подключение части из них к проектируемому объекту при установке дополнительного оборудования. Наличие электрических мощностей предусматривает возможность в будущем строительства еще одного офисного здания и расширения предоставляемых услуг.

Главный офис компании "Digital Art" осуществляет управление филиалами и обработку информации, поступающей со своих станций связи. Он имеет потребителей I и II категории. Для обеспечения бесперебойной работы потребителей I категории предусмотрен дополнительный дизель-генератор мощностью 150 кВт. Этот генератор обеспечивает энергией не только своих потребителей, но и аварийное освещение на основных путях передвижения людей компании "Dostyq".

В главном офисе "Digital Art" рабочий день для электротехнического персонала составляет 8 часов, с возможностью ночных дежурств.

Офисные помещения ТОО "Dostyq" сдаются в аренду с режимом работы 9 часов. Обслуживающий электротехнический и другой персонал работает либо 8, либо 12 часов в зависимости от специфики работы, а также выполняет суточные дежурства.

ТОО "SkyTec", дистрибутор бытового электрооборудования, обслуживающий персонал работает по скользящему графику 10 часов в день, 7 дней в неделю.

### **1.2. Электроснабжение. Исходные данные по проекту.**

#### **Данные по составу электронагрузок**

ТОО «SkyTec»:

Электрическое освещение, бытовые розетки, кондиционеры, тепловые завесы, вентиляционные установки.

Центральный офис «Digital Art»:

Электрическое освещение, бытовые розетки, кондиционеры, тепловые завесы, вентиляционные установки, лифты.

ТОО «Dostyq»:

Электрическое освещение, бытовые розетки, кондиционеры, тепловые завесы, вентиляционные установки, лифты, эскалаторы, холодильники, электрические печи, водяные повысительные насосы.

*1.2.1 Данные по характеру производства:*

ТОО «SkyТес»:

Бытовое электрооборудование, фото-видео техника, компьютеры.

Технические помещения  $S=184 \text{ м}^2$

Подсобные помещения  $S=387 \text{ м}^2$

Торговые площади  $S=4994 \text{ м}^2$

Общая площадь помещений  $S=5565 \text{ м}^2$

Центральный офис «Digital Art» :

Программное обеспечение.

Технические помещения  $S=235 \text{ м}^2$

Офисные помещения  $S=2885 \text{ м}^2$

Общая площадь помещений  $S=3120 \text{ м}^2$

ТОО «Dostyq»:

Предприятие с офисными помещениями

Продовольственные товары  $S_{\text{пом}}=1689 \text{ м}^2$

Промтовары  $S_{\text{пом}}=1202 \text{ м}^2$

Вещевой пынок  $S_{\text{пом}}=5649 \text{ м}^2$

Офисные помещения  $S_{\text{пом}}=3868 \text{ м}^2$

Цокольный этаж (коммуникации)  $S_{\text{пом}}=2462 \text{ м}^2$

Подсобные помещения  $S_{\text{пом}}=764 \text{ м}^2$

Общая площадь  $S=15643 \text{ м}^2$

Условия среды нормальные.

Категория пожарной безопасности В1 [1]

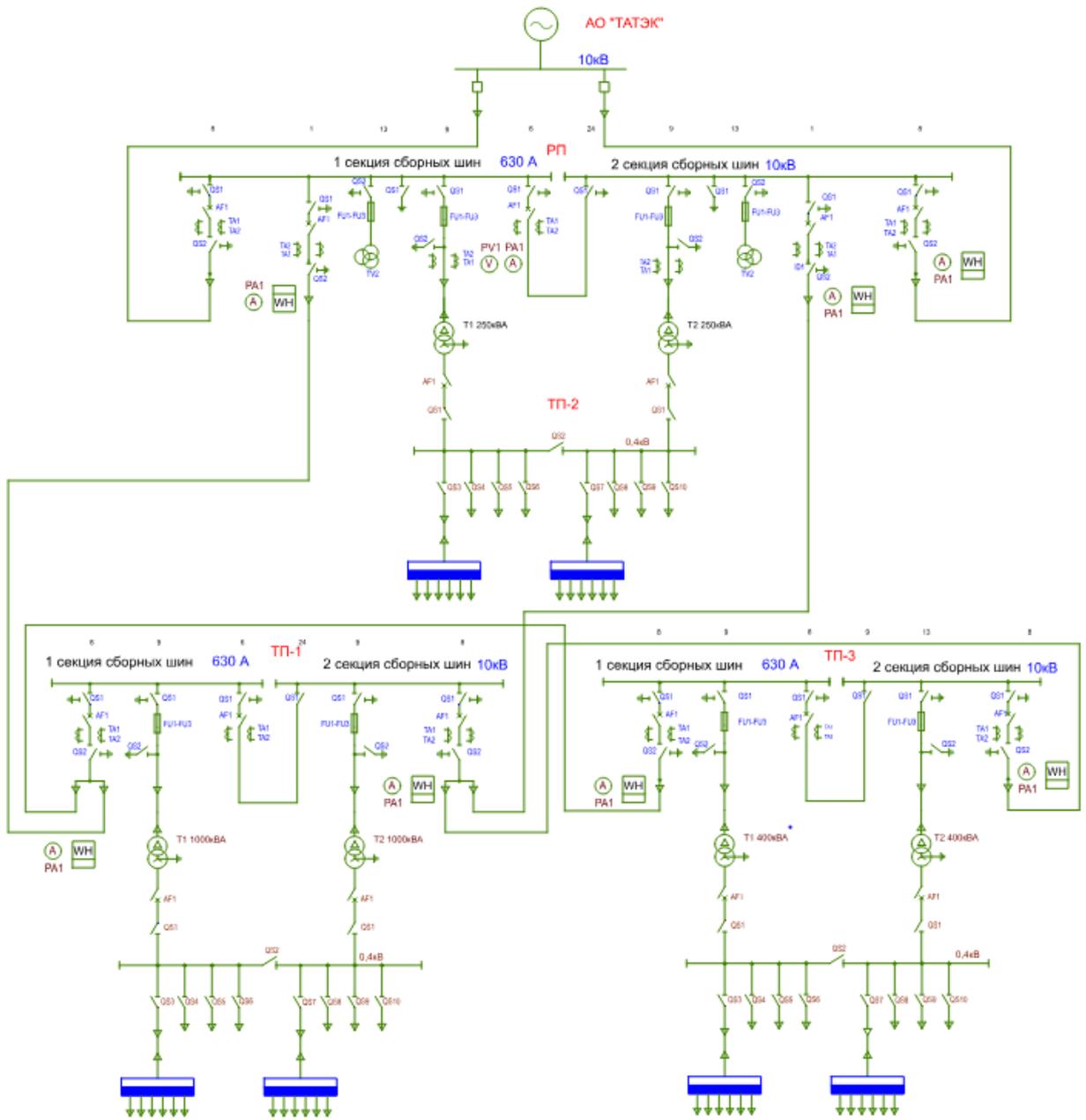


Рисунок 1.1 – Распределительная сеть 10 кВ

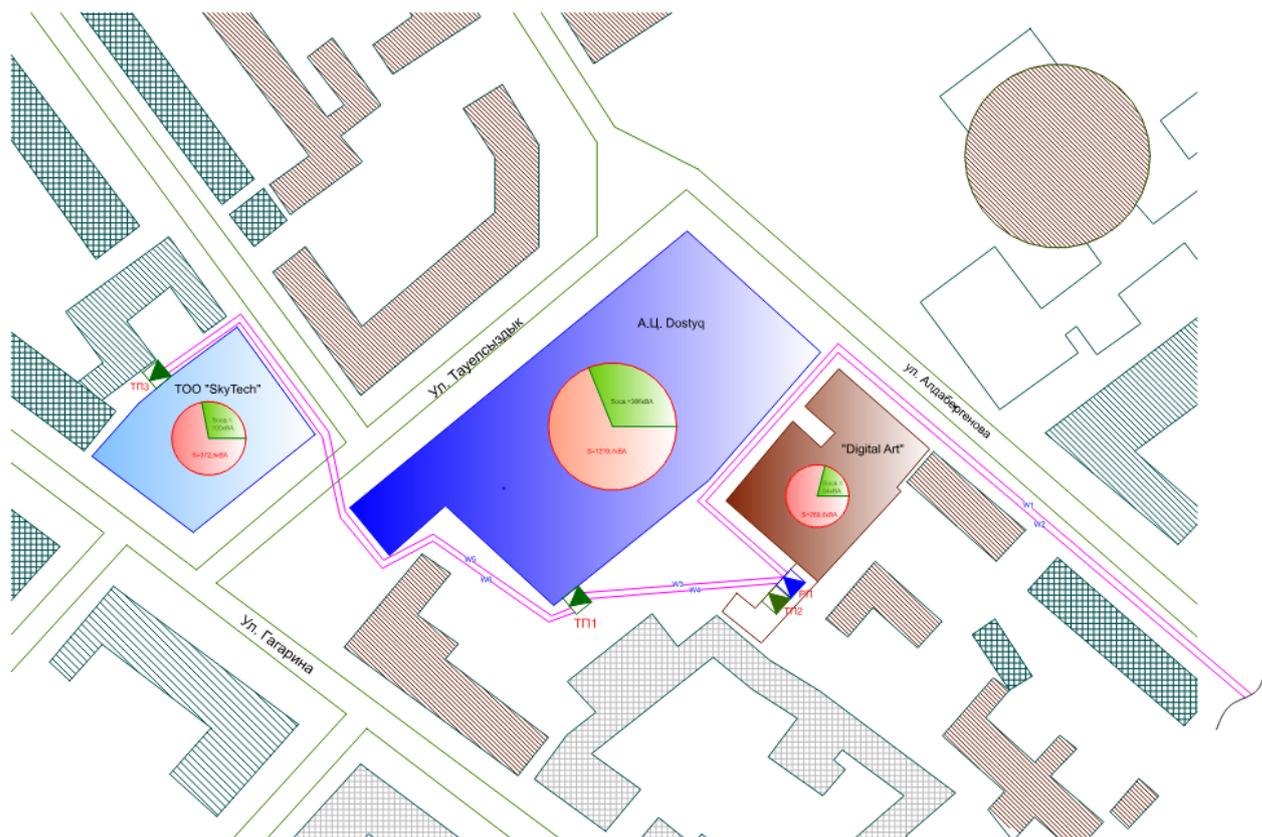


Рисунок 1.2 - Генплан. Центр электрических нагрузок

### 1.2.2 Требования к надёжности

ТОО «Dostyq»: Надёжность электроснабжения – I и II [2]

Категория молниезащиты – III [3]

ТОО «SkyТес»: Надёжность электроснабжения – I и II

Центральный офис «Digital Art» :\_Надёжность электроснабжения – I и II

Для бесперебойной работы электроприёмников особой группы предусмотрена аккумуляторная установка и дизельгенератор.

Для Талдыкоргана 130-210см. [8]

### 1.2.3 Данные по токам на шинах источников питания

При отсутствии данных о токе короткого замыкания от удаленной части электроэнергетической системы минимально возможное значение результирующего эквивалентного сопротивления ( $X_c$ ) можно оценить, учитывая параметры выключателей, установленных на узловой подстанции. Это означает принятие в расчетах тока короткого замыкания от удаленной части системы  $I_c$ , равного номинальному току отключения этих выключателей.

АО «ТАТЭК» в городе Талдыкорган используется в качестве источника питания. На ее шинах (напряжение 10 кВ) установлен вакуумный выключатель (ВБПВ-10-12,5/630 У3) с номинальным током 630 А, временем отключения 0,03 сек, номинальным током отключения 12,5 кА и временем выдержки защиты 0,7 сек.

Результирующее эквивалентное сопротивление системы ( $X_c$ ) рассчитывается следующим образом:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} I_c}, \quad (1.1)$$

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485 \text{ Ом}$$

В большинстве случаев для жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки не является необходимой. [2]

### 1.3. Расчёт распределительных сетей. Расчёт электрических нагрузок

Осуществим расчет электрической нагрузки для офисного комплекса, учитывая наименование и установленные мощности электроприемников, представленные в таблицах 1.1, 1.2 и 1.3. Подробные данные о мощностях каждого отдельного электроприемника и их количестве можно найти в таблицах 1.4, 1.7 и 1.8.

Таблица 1.1 - Наименование электроприёмников

Наименование электроприёмников ТОО «Dostyq»	Суммарная установленная мощность, кВт
Освещение	399
Бытовые розетки	126
Тепловые завесы	315
Вентсистема	304
Кондиционеры	315
Эскалаторы	24
Лифты	31,2
Холодильные витрины	72
Всего	1586,2

Таблица 1.2 - Наименование электроприёмников

Наименование электроприёмников ТОО «SkyТес»:	Суммарная установленная мощность, кВт
Освещение	104,5
Бытовые розетки	36,1
Тепловые завесы	72
Вентсистема	186
Кондиционеры	84
Всего	482,6

Таблица 1.3 - Наименование электроприёмников

Наименование электроприёмников "Digital Art"	Суммарная установленная мощность, кВт
Освещение	55,2
Бытовые розетки	24
Тепловые завесы	90
Вентсистема	96,5
Кондиционеры	78
Лифты	15,6
Всего	359,3

Расчёт на примере ТОО «Dostyq»

Классифицируем электроприемники по группам, учитывая технологический цикл и режим работы, и определяем коэффициент использования ( $K_{И}$ ) в соответствии с их режимом работы (см. расчетную таблицу 1.4).

Затем вычисляем средневзвешенный коэффициент использования. [10]:  
для гр.№1

$$K_{И} = \frac{\sum P_{С}}{\sum P_{Н}}, \quad (1.2)$$

$$K_{И} = \frac{434,83}{525,14} = 0,83$$

Определяется эффективное число электроприемников:

$$n_{Э} = \frac{2 \sum P_{Н}}{P_{Н \text{ МАКС}}}, \quad (1.3)$$

$$n_{\Sigma} = \frac{2 \cdot 525,14}{0,15} \approx 7002$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования  $k_{И} = 0,83$  и эффективного числа электроприемников  $n_{\Sigma} = 7002$ , определяется коэффициент расчетной нагрузки равный  $k_{P} = 1$ .

Средняя активная (или реактивная) мощность группы равна сумме средних активных (или реактивных) мощностей входящих в группу ЭП:

$$P_{c} = \sum_{1}^{n} P_{c}, \quad (1.4)$$

$$P_{c} = 434,83 \text{ кВт}$$

$$Q_{c} = \sum_{1}^{n} q_{c}, \quad (1.5)$$

$$Q_{c} = 165,82 \text{ кВар}$$

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ

$$P_{p} = k_{p} \cdot P_{c}, \quad (1.6)$$

$$P_{p} = 1 \cdot 434,83 = 434,83 \text{ кВт}$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_{c}}{P_{c}}, \quad (1.7)$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{165,82}{434,83} = 0.38$$

Расчетная реактивная мощность определяется следующим образом:

Для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от  $n_{\Sigma}$ :

$$\text{при } n_{\Sigma} \leq 10; Q_{p} = 1.1Q_{c}, \quad (1.8)$$

$$\text{при } n_{\Sigma} > 10; Q_{p} = Q_{c}, \quad (1.9)$$

$$Q_{p} = 1 \cdot 165,82 = 165,82 \text{ кВар}$$

Полная нагрузка группы составит:

$$S_{p} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}, \quad (1.10)$$

$$S_p = \sqrt{434,83^2 + 165,82^2} = 465,37 \text{кВА}$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.11)$$
$$I_p = \frac{465,37}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 707,06 \text{А}$$

Рассчитываем мощность ЭП для остальных групп и сводим в таблицу 3.4.

Таблица 1.4 - Расчёт нагрузок ТОО «Dostyq»

Исходные данные							Средняя мощность группы ЭП		число электроприемников	Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток											
По заданию технологов				По справочным данным коэффициент			Активная	Реактивная			Активная	Реактивная	Полная												
Наименование характерных электроприемников, подключенных к узлу питания	Количество ЭП	Номинальная установленная мощность		Использования	Активной мощности	Реактивной мощности			Активная	Реактивная				Эффективное	Коэффициент расчетной нагрузки	Активная	Реактивная	Полная	Расчетный ток						
		Одного ЭП	Общая раб/рез				Использования	Активной мощности			Реактивной мощности	Активная	Реактивная							Эффективное	Коэффициент расчетной нагрузки	Активная	Реактивная	Полная	Расчетный ток
		Р уст, кВт	Рн, кВт				Ки	cosφ			tgφ	Рс, кВт	Qс, квар							пэ	кр	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14												
Гр. №1																									
Светильник ARS/R 4x18	3961	0,072	285,2	0,90	0,92	0,43	256,67	109,34																	
Светильник люм.2x36	264	0,072	19,0	0,90	0,92	0,43	17,11	7,29																	
Светильник люм. Line 1x28	1353	0,028	37,9	0,90	0,95	0,33	34,10	11,21																	
Светильник люм.2x26	365	0,052	19,0	0,90	0,92	0,43	17,08	7,28																	
Прожектор МГЛ 150	70	0,15	10,5	0,90	0,85	0,62	9,45	5,86																	
Светильник точечный 1x35	788	0,035	27,6	0,90	1	0,00	24,82	0,00																	
Бытовые розетки	2100	0,06	126,0	0,60	0,95	0,33	75,60	24,85																	
Итого по Гр. №1	8901	0,469	525,14	0,83	0,93	0,38	434,83	165,82	7002	1	434,83	165,82	465,37	707,06											

Продолжение таблицы 1.4 - Расчёт нагрузок ТОО «Dostyq»

Исходные данные							Средняя мощность группы ЭП		число электроприемников	Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток
По заданию технологов				По справочным данным коэффициент			Активная	Реактивная			Активная	Реактивная	Полная	
Наименование характерных электроприемников, подключенных к узлу питания	Количество ЭП	Номинальная установленная мощность		Использования	Активной мощности	Реактивной мощности			Активная	Реактивная				Эффективное
		Одного ЭП	Общая раб/рез				Р уст, кВт	Рн, кВт			Ки	cosφ	tgφ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Гр. №2														
Тепловая завеса	8	18	144	0,80	0,95	0,33	115,20	37,86						
Тепловая завеса	6	9	54	0,80	0,95	0,33	43,20	14,20						
Тепловая завеса	2	24	48	0,80	0,95	0,33	38,40	12,62						
Тепловая завеса	3	15	45	0,80	0,95	0,33	36,00	11,83						
Тепловая завеса	4	6	24	0,80	0,95	0,33	19,20	6,31						
Итого по Гр. №2	23	72	315	0,80	0,95	0,33	252,00	82,83	23	1	252,00	82,83	265,26	403,03

Продолжение таблицы 1.4 - Расчёт нагрузок ТОО «Dostyq»

Исходные данные							Средняя мощность группы ЭП		число электроприемников	Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток											
По заданию технологов					По справочным данным коэффициент		Активная	Реактивная			Активная	Реактивная	Полная												
Наименование характерных электроприемников, подключенных к узлу питания	Количество ЭП	Номинальная установленная мощность		Использования	Активной мощности	Реактивной мощности			Активная	Реактивная				Эффективное	Коэффициент	Активная	Реактивная	Полная	Расчетный ток						
		Одного ЭП	Общая раб/рез				Использования	Активной мощности			Реактивной мощности	Активная	Реактивная							Эффективное	Коэффициент	Активная	Реактивная	Полная	Расчетный ток
		Р уст, кВт	Рн, кВт				Ки	cosφ			tgφ	Рс, кВт	Qс, квар							пэ	кр	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14												
Гр. №3																									
Вентсистема эл.нагрев	2	15	30	0,65	0,95	0,33	19,50	6,41																	
Вентсистема эл.нагрев	3	9	27	0,65	0,95	0,33	17,55	5,77																	
Вентсистема эл.нагрев	5	21	105	0,65	0,95	0,33	68,25	22,43																	
Вентсистема эл.нагрев	3	34	102	0,65	0,95	0,33	66,30	21,79																	
Вентсистема водяная	20	2	40	0,65	0,8	0,75	26,00	19,50																	
Итого по Гр. №3	33	81	304	0,65	0,93	0,38	197,60	75,90	18	1	197,60	75,90	211,68	321,61											

Продолжение таблицы 1.4 - Расчёт нагрузок ТОО «Dostyq»

Исходные данные							Средняя мощность группы ЭП		число электроприемников	Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток
По заданию технологов				По справочным данным коэффициент			Активная	Реактивная			Активная	Реактивная	Полная	
Наименование характерных электроприемников, подключенных к узлу питания	Количество ЭП	Номинальная установленная мощность		Использования	Активной мощности	Реактивной мощности			Активная	Реактивная				Эффективное
		Одного ЭП	Общая раб/рез				Р уст, кВт	Рн, кВт			Ки	cosφ	tgφ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Гр. №4														
Кондиционер	12	6	72	0,50	0,85	0,62	36,00	22,31						
Кондиционер	3	52	156	0,50	0,85	0,62	78,00	48,34						
Кондиционер	1	36	36	0,50	0,85	0,62	18,00	11,16						
Кондиционер	3	17	51	0,50	0,85	0,62	25,50	15,80						
Итого по Гр. №4	19	111	315	0,50	0,85	0,62	157,50	97,61	12	1,03	162,23	97,61	189,33	287,65
Гр. №5														
Эскалатор	2	6,5	13	1,00	0,6	1,33	13,00	17,33						
Эскалатор	2	5,5	11	1,00	0,6	1,33	11,00	14,67						
Лифт	4	7,8	31,2	0,20	0,6	1,33	6,24	8,32						
Холодильные витрины	160	0,45	72	0,80	0,65	1,17	57,60	67,34						
Итого по Гр. №5	168	20,25	127,2	0,69	0,63	1,23	87,84	107,66	33	1	87,84	107,66	138,95	211,11

Продолжение таблицы 1.4 - Расчёт нагрузок ТОО «Dostyq»

Исходные данные							Средняя мощность группы ЭП		число электроприемников	Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток
По заданию технологов				По справочным данным коэффициент			Активная	Реактивная			Активная	Реактивная	Полная	
Наименование характерных электроприемников, подключенных к узлу питания	Количество ЭП	Номинальная установленная мощность		Использования	Активной мощности	Реактивной мощности			Активная	Реактивная				Эффективное
		Одного ЭП	Общая раб/рез				Р уст, кВт	Рн, кВт			Ки	cosφ	tgφ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Итого по 0,4кВ	9144	284,7	1586,3	0,71	0,91	0,47	1129,77	529,82	1	1	1129,77	582,80	1271,23	1931,44
Потери трансформаторах											5,19	51,26	52	78,28
Потери в линии													0,00	0,00
Итого приведенная к 10кВ											1134,96	634,06	1300,06	75,06

Мощность нагрузки, приведенная к шинам 0,4кВ ТП составляет:

$$S_p = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}, \quad (1.12)$$

$$S_p = \sqrt{1129,77^2 + 582,8^2} = 1271,23 \text{ кВА}$$

Определим Кз трансформатора по скорректированным расчётным данным  
Коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (1.13)$$

$$K_3 = \frac{1271,23}{2 \cdot 1000} = 0.64$$

Активные и реактивные потери в ТП определяются по формулам:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{XX}} + \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2, \quad (1.14)$$

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{XX}} + \Delta Q_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2, \quad (1.15)$$

$$\Delta Q_{\text{XX}} = \frac{S_{\text{Н.Т}} \cdot I_{\text{XX}}\%}{100}, \quad (1.16)$$

$$\Delta Q_{\text{КЗ}} = \frac{S_{\text{Н.Т}} \cdot U_{\text{КЗ}}\%}{100}, \quad (1.17)$$

где  $\Delta P_{\text{XX}}$  - активные потери холостого хода, кВт;  $\Delta P_{\text{КЗ}}$  - активные потери КЗ, кВт;  $K_3$ - коэффициент загрузки;  $I_{\text{XX}}$ - ток КЗ в процентах;  $U_{\text{КЗ}}$ - напряжение КЗ в процентах.

Таблица 1.5 – Паспортные данные трансформатора ТМГ-1000

Трансформаторы	Потери XX Вт.	Потери КЗ Вт.	Ток XX%	Напряжение КЗ%
ТМГ 1000 кВА	1550	10200	2	5,5

Для n параллельно работающих трансформаторов:

$$\Delta P = n \cdot \Delta P_{\text{XX}} + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2, \quad (1.18)$$

$$\Delta Q = n \cdot \Delta Q_{\text{XX}} + \frac{1}{n} \Delta Q_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2, \quad (1.19)$$

$$\Delta P = 2 \cdot 1,55 + \frac{1}{2} 10,2 \cdot 0,64^2 = 5,19 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{XX} = \frac{1000 \cdot 2\%}{100} = 20 \text{ кВар}$$

$$\Delta Q_{K3} = \frac{1000 \cdot 5,5\%}{100} = 55 \text{ кВар}$$

$$\Delta Q = 2 \cdot 20 + \frac{1}{2} 55 \cdot 0,64^2 = 51,26 \text{ кВар}$$

Полную расчетную мощность с учётом потерь в трансформаторах, приведенная к шинам РУ 10 кВ ТП, внесём в таблицу 3.7.

ТП1- ТОО «Dostyq», ТП2-«Digital Art», ТП3-«SkyТес»

Таблица 1.6 – Трансформаторные подстанции

	Sp	Количество трансформаторов	Трансформатор ТМГкВА	Потери кВт. XX	Потери кВт. КЗ	Ток %	Напряжения КЗ %	Кз Трансформатора	$\Delta P$	$\Delta Q$	Sp к 10кВ
ТП-2	265,1	2	250	0,55	3,1	2,3	4,5	0,513	1,51	12,98	272,1
ТП-3	366,2	2	400	0,8	5,5	2,1	4,5	0,442	2,14	18,56	375,8
ТП-1	1129,8	2	1000	1,55	10,2	2	5,5	0,596	5,19	51,26	1300,1

Расчёты для «Digital Art» и ТОО «SkyТес»: сводим в расчётную таблицу 1.7 и таблицу 1.8

Таблица 1.7 - Расчётная мощность центрального офиса «Digital Art»

Исходные данные							Средняя мощность группы ЭП		число электроприемников	коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток
По заданию технологов				По справочным данным коэффициент			Активная	Реактивная			Активная	Реактивная	Полная	
Наименование характерных электроприемников, подключенных к узлу питания	Количество ЭП	Номинальная установленная мощность		Использованная	Активной мощности	Реактивной мощности			Активная	Реактивная				Эффективное
		Одного ЭП	Общая раб/рез				Ки	cosφ			tgφ	Рс, кВт	Qс, квар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Гр. №1														
Светильник ARS/R 4x18	766	0,072	55,2	0,90	0,92	0,43	49,64	21,15						
Бытовые розетки	400	0,06	24,0	0,60	0,95	0,33	14,40	4,73						
Итого по Гр. №1	1166	0,132	79,15	0,81	0,93	0,40	64,04	25,88	1166	1	64,04	25,88	69,07	104,94
Гр. №2														
Тепловая завеса	4	18	72	0,80	0,95	0,33	57,60	18,93						
Тепловая завеса	2	9	18	0,80	0,95	0,33	14,40	4,73						
Итого по Гр. №2	6	27	90	0,80	0,95	0,33	72,00	23,67	6	1	72,00	23,67	75,79	115,15

Продолжение таблицы 1.7 - Расчётная мощность центрального офиса «Digital Art»

Исходные данные							Средняя мощность группы ЭП		число электроприемников	расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток
По заданию технологов				По справочным данным коэффициент			Активная	Реактивная			Активная	Реактивная	Полная	
Наименование характерных электроприемников, подключенных к узлу питания	Количество ЭП	Номинальная установленная мощность		Используемая	Активной мощности	Реактивной мощности			Активная	Реактивная				Эффективный коэффициент
		Одного ЭП	Общая раб/рез				Р уст, кВт	Рн, кВт			Ки	cosφ	tgφ	
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14
Гр. №3														
Вентсистема с эл.нагрев.	1	21	21	0,65	0,95	0,33	13,65	4,49						
Вентсистема с эл.нагрев.	2	34	68	0,65	0,95	0,33	44,20	14,53						
Вентсистема водяная	1	7,5	7,5	0,65	0,8	0,75	4,88	3,66						
Итого по Гр. №3	4	62,5	96,5	0,65	0,94	0,36	62,73	22,67	4	1	62,73	22,67	66,70	101,33
Гр. №4														
Кондиционер	6	9	54	0,50	0,85	0,62	27,00	16,73						
Кондиционер	4	6	24	0,50	0,85	0,62	12,00	7,44						
Лифт	2	7,8	15,6	0,20	0,6	1,33	3,12	4,16						
Итого по Гр. №4	12	22,8	93,6	0,45	0,83	0,67	42,12	28,33	12	1	42,12	28,33	50,76	77,12
итого по 0,4кВ	1188	112,4	359,3	0,67	0,92	0,42	240,88	100,54	1	1	240,88	110,60	265,06	402,71
потери в трансформаторах											1,51	12,98	13	19,85
потери в линии													0,00	0,00
итого приведенная к 10 кВ											242,39	123,58	272,08	15,71

Таблица 1.8 - Расчётная мощность ТОО «SkyTec»:

Исходные данные							Средняя мощность группы ЭП		число электроприемников	Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток	
По заданию технологов				По справочным данным			Активная	Реактивная			Активная	Реактивная	Полная		
Наименование характерных электроприемников, подключенных к узлу питания	Количество ЭП	Номинальная установленная мощность		Использования	Активной мощности	Реактивной мощности			Коэффициент	Эффективное				Коэффициент	Активная
		Одного ЭП	Общая раб/рез				Использования	Активной мощности			Реактивной мощности				
		$P_{уст}, кВт$	$P_n, кВт$				$K_i$	$\cos\phi$			$tg\phi$	$P_c, кВт$	$Q_c, квар$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
Гр. №1															
Светильник ARS/R 4x18	1451	0,072	104,5	0,90	0,92	0,43	94,02	40,05							
Бытовые розетки	602	0,06	36,1	0,60	0,95	0,33	21,67	7,12							
Итого по Гр. №1	2053	0,132	140,59	0,82	0,93	0,41	115,70	47,18	2053	1	115,70	47,18	124,95		
Гр. №2															
Вентсистема эл.нагрев	4	21	84	0,65	0,95	0,33	54,60	17,95							
Вентсистема эл.нагрев	3	34	102	0,65	0,95	0,33	66,30	21,79							
Тепловая завеса	4	18	72	0,80	0,95	0,33	57,60	18,93							
Итого по Гр. №2	11	73	258	0,69	0,95	0,33	178,50	58,67	11	1	178,50	58,67	187,89		

Продолжение таблицы 1.8 - Расчётная мощность ТОО «SkyТес»:

Исходные данные							Средняя мощность группы ЭП		число электроприемников	Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток
По заданию технологов				По справочным данным			Активная	Реактивная			Активная	Реактивная	Полная	
Наименование характерных электроприемников, подключенных к узлу питания	Количество ЭП	Номинальная установленная мощность		Использования	Активной мощности	Реактивной мощности			Коэффициент					
		Одного ЭП	Общая раб/рез				Активная	Реактивная		Эффективное				
		Р уст, кВт	Рн, кВт				Ки	cosφ		tgφ	Рс, кВт	Qс, квар	пэ	кр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Гр. №4														
Кондиционер	10	6	60	0,50	0,85	0,62	30,00	18,59						
Кондиционер	6	4	24	0,50	0,85	0,62	12,00	7,44						
Итого по Гр. №4	16	10	84	0,50	0,85	0,62	42,00	26,03	16	1,03	43,26	26,03	50,49 76,71	
итого по 0,4кВ	2080	83,1	482,6	0,70	0,93	0,39	336,20	131,88	1	1	336,20	145,06	366,16 556,32	
потери в трансформаторах											2,14	18,56	19 28,39	
потери в линии													0,00 0,00	
итого приведенная к 10 кВ											338,34	163,62	375,83 21,70	

Потери в кабельных линиях (одна линия в работе):

$$\Delta S_{Л} = \frac{S_{ПП}^2}{U^2} \cdot Z_{Л}, \quad (1.20)$$

$$Z_{Л} = \sqrt{R_{Л}^2 + X_{Л}^2}, \quad (1.21)$$

Активное сопротивление кабеля  $r\theta=0,253 \text{ Ом/км}$ .

Индуктивное сопротивление  $x\theta=0,083 \text{ Ом/км}$ .

Линия 1 от ТП1 до ТП3

$$l = 1 \cdot 0,165 \text{ км.}$$

$$S_{пр(1)} = 375,8 \text{ кВА}$$

$$R_{Л(1)} = 0,0417 \text{ Ом}$$

$$X_{Л(1)} = 0,0137 \text{ Ом}$$

$$Z_{Л(1)} = \sqrt{0,0417^2 + 0,0137^2} = 0,0439 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{Л(1)} = \frac{375,8^2}{10^2} \cdot 0,0439 \cdot 10^{-3} = 0,062 \text{ кВА}$$

Линия 2 от ТП1 до РП

$$l = 1 \cdot 0,054 \text{ км.}$$

$$R_{Л(2)} = 0,0137 \text{ Ом}$$

$$X_{Л(2)} = 0,0045 \text{ Ом}$$

$$Z_{Л(2)} = \sqrt{0,0137^2 + 0,0045^2} = 0,0144 \text{ Ом}$$

К линии 2 подключены две нагрузки  $S_{пр.э}$  «SkyТес»: и  $S_{пр.с}$  ТОО «Dostyq»  
Суммарная мощность на шинах 10кВ ТП1 (ТОО «Dostyq») с учётом потерь в кабельных линиях от «SkyТес»: составит:

$$S_{р.сум} = S_{пр.э} + S_{пр.с} + \Delta S_{Л(1)}, \quad (1.22)$$

$$S_{р.сум} = 375,8 + 1300,1 + 0,062 = 1675,96 \text{ кВА}$$

Находим потери в линии 2:

$$\Delta S_{Л(2)} = \frac{1675,96^2}{10^2} \cdot 0,0144 \cdot 10^{-3} = 0,4 \text{кВА}$$

Мощность, присоединённая к РП, составит:

$$S_{(2)} = S_{P.CУМ} + \Delta S_{Л(2)}, \quad (1.23)$$
$$S_{(2)} = 1675,96 + 0,4 = 1676,36 \text{кВА}$$

Линия 3 от ГПП до РП

$$l = 1,768 \text{км}$$

$$R_{Л(3)} = 0,447 \text{Ом}$$

$$X_{Л(3)} = 0,147 \text{Ом}$$

$$Z_{Л(3)} = \sqrt{0,447^2 + 0,147^2} = 0,47 \text{Ом}$$

$$\Delta S_{Л(3)} = \frac{S^2}{U^2} \cdot Z_{Л}, \quad (1.24)$$

$$\Delta S_{Л(3)} = \frac{1948,46^2}{10^2} \cdot 0,47 \cdot 10^{-3} = 17,84 \text{кВА}$$

Потребляемая расчётная мощность РП с учётом ( $S_{пр.DArt}$  ТП «Digital Art») от АО «ТАТЭК» (без учёта потерь в линии 3) будет составлять (расчётная мощность офисного центра):

$$S = S_{пр. DArt} + S(2), \quad (1.25)$$

$$S = 272,1 + 1676,36 = 1948,46 \text{кВА}.$$

Построение картограммы нагрузок

Выберем масштаб = 1:1300

Масштабный множитель  $m = 1,69 \text{ кВт/мм}^2$

Найдём радиусы окружностей для каждого офисного здания в масштабе чертежа А4 по формуле:

$$r = \sqrt{\frac{P_p}{m \cdot \pi}}, \quad (1.26)$$

ТОО «SkyTec»:  $P_p=336,2$  кВт.

$$r = \sqrt{\frac{336}{1,69 \cdot \pi}} = 8 \text{ мм}$$

Центральный офис «Digital Art»:  $P_p=265,1$  кВт.

$$r = \sqrt{\frac{265,1}{1,69 \cdot \pi}} = 7,1 \text{ мм}$$

ТОО «Dostyq»:  $P_p=1271,23$  кВт.

$$r = \sqrt{\frac{1271,23}{1,69 \cdot \pi}} = 15,5 \text{ мм}$$

Для отображения нагрузок зданий на чертеже масштабируем окружности. Создаем координатную сетку на плане и определяем координаты центров нагрузок зданий. Центр электрических нагрузок здания - это центр массы фигуры, образованной его контуром.

Для «SkyTec»:  $x=119,71$   $y=55,09$ , для ТОО «Dostyq»  $x=116,39$   $y=167,85$ , для «Digital Art»  $x=135,94$   $y=225,04$ .

Координаты центра электрических нагрузок объектов определяются по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}}, \quad (1.27)$$

$$y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}}, \quad (1.28)$$

$$x_0 = \frac{336,2 \cdot 119,71 + 1271,23 \cdot 116,39 + 265,1 \cdot 135,94}{336,2 + 265,1 + 1271,23} = 119,8 \text{ м}$$

$$y_0 = \frac{336,2 \cdot 55,09 + 1271,23 \cdot 167,85 + 265,1 \cdot 225,04}{336,2 + 265,1 + 1271,23} = 119,8 \text{ м}$$

На генеральном плане объекта отмечен центр электрических нагрузок (А), как показано на рисунке 1.1. Исходя из найденных координат, теоретический центр электрических нагрузок располагается в здании ТОО «Dostyq», которое имеет наибольшее потребление электроэнергии. Однако расположение ТП1 в этом месте невозможно. Вместо этого выбирается пристроенная ТП1, которая

смещается в направлении источника питания.

Согласно архитектурно-планировочному проекту, на данном месте находится разгрузочная площадка, хозяйственный двор и подъездные пути. Поэтому ТП1 смещается на угол здания таким образом, чтобы не создавать помех для движения и разгрузки грузов.

ТП2 размещается в пристроенном техническом блоке «Digital Art». Расположение ТП3 на углу здания и его максимальное приближение к источнику питания (АО «ТАТЭК») невозможно из-за того, что фасад здания относится к исторической части города Талдыкоргана. Поэтому ТП3 размещается во внутреннем дворе «SkyTec». Схема расположения ТП изображена на рисунке 1.2.

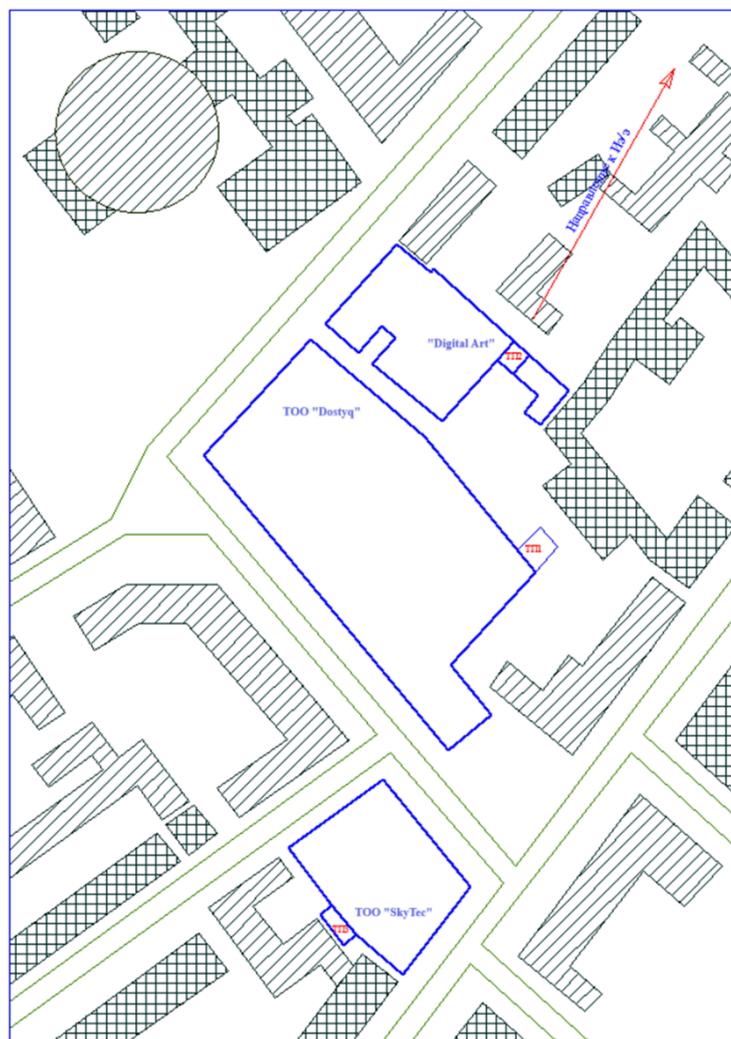


Рисунок 1.3 - Расположение ТП

Таблица 1.9 - Характеристики трансформаторов ТМГ

Трансформатор	Потери Вт. XX	Потери Вт. K3	Ток XX%	Напряжение K3%
ТМГ 250кВА	550	3100	2,3	4,5
ТМГ 400 кВА	800	5500	2,1	4,5
ТМГ 1000 кВА	1550	10200	2	5,5

ТОО «SkyТес»

Расчётная мощность составляет  $S_p=366,16$  кВт.  $\cos\varphi$  0.93

Категория электроснабжения I и II.

Для двухтрансформаторной подстанции и  $K_3=0,7$  номинальная мощность выбираемого трансформатора будет составлять:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_p}{n * K_3}, \quad (1.29)$$

$$S_{\text{ном.тр}} = \frac{366,16}{2 * 0,7} = 261,54$$

По шкале мощности трансформаторов выбираем трансформатор на 400кВА.

Коэффициент загрузки трансформаторов в этом случае составляет:

$$K_3 = \frac{S_p}{n * S_{\text{ном.тр}}}, \quad (1.30)$$

$$K_3 = \frac{366,16}{2 * 400} = 0,46$$

Возможность работы в аварийном режиме очевидна  $S_p < S_{\text{ном.тр}}$

Попробуем выбрать трансформатор на 250кВА. Коэффициент загрузки в этом случае составит:

$$K_3 = \frac{S_p}{n * S_{\text{ном.тр}}}, \quad (1.31)$$

$$K_3 = \frac{366,16}{2 * 250} = 0,73$$

Проверим возможность работы в аварийном режиме:

$$1,4S_{\text{ном.тр}} \geq S_p, \quad (1.32)$$

$$1.4 * 250 = 350 \text{кВА} < 366,16 \text{кВА}$$

В аварийном режиме мощности трансформатора не хватает чтобы обеспечить требуемую нагрузку по этому окончательно выбираем трансформаторы по 400кВА.

«Digital Art»

Расчётная мощность составляет  $S_p=265.06\text{кВт}$ .  $\cos\varphi=0.92$

Категория электроснабжения I и II.

Для двухтрансформаторной подстанции и  $K_3=0,7$  номинальная мощность выбираемого трансформатора будет составлять:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_p}{n * K_3}, \quad (1.33)$$

$$S_{\text{ном.тр}} = \frac{265,06}{2 * 0,7} = 189,32 \text{кВА}$$

По шкале мощности трансформаторов выбираем трансформатор на 250кВА.

Коэффициент загрузки трансформаторов в этом случае составляет:

$$K_3 = \frac{S_p}{n * S_{\text{ном.тр}}}, \quad (1.34)$$

$$K_3 = \frac{265,06}{2 * 250} = 0,53$$

Проверим возможность работы в аварийном режиме:

$$1.4S_{\text{ном.тр}} \geq S_p, \quad (1.35)$$

$$1.4 * 250 = 350 \text{кВА} > 265,06 \text{кВА}$$

Трансформатор можно использовать.

Проверим возможность использования трансформаторов мощностью 160кВА.

Коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (1.36)$$
$$K_3 = \frac{265,06}{2 \cdot 160} = 0.83$$

Аварийный режим:

$$1.4 S_{\text{НОМ.ТР}} \geq S_p, \quad (1.37)$$
$$1.4 * 160 = 224 \text{ кВА} < 265,06 \text{ кВА}$$

По аварийному режиму трансформатор не проходит. Оставляем трансформатор 250 кВА.

ТОО «Dostyq»

Расчётная мощность составляет  $S_p=1129,77$  кВт.  $\cos\varphi$  0.91

Категория электроснабжения I и II.

$$S_{\text{НОМ.ТР}} \geq \frac{S_p}{n \cdot K_3}, \quad (1.38)$$
$$S_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{1129,77}{2 \cdot 0,7} = 807 \text{ кВА}$$

По шкале мощности трансформаторов выбираем трансформатор на 1000кВА.

Коэффициент загрузки трансформаторов в этом случае составляет:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (1.39)$$
$$K_3 = \frac{1129,77}{2 * 1000} * 0,56$$

Проверим возможность работы в аварийном режиме:

$$1.4 S_{\text{НОМ.ТР}} \geq S_p, \quad (1.40)$$
$$1.4 * 1000 = 1400 \text{ кВА} < 1129,77 \text{ кВА}$$

Трансформатор можно использовать.

#### 1.4. Расчёт токов короткого замыкания (ТКЗ).

Для этого создаем схему замещения выбранной конфигурации электроснабжения, на которой отмечаем все возможные точки короткого замыкания. Затем упрощаем схему до более простого варианта и рассчитываем токи в этих точках.

Выбор базовых величин

$$U_b = 10,5 \text{ кВ} \quad S_b = 100 \text{ МВА}$$

$$U_{бN} = \frac{1}{n_1 n_2 \dots n_m} U_{б,осн}, \quad (1.41)$$

$$n = \frac{U_{ТР.Н}}{U_{ТР.В}}, \quad (1.42)$$

где  $n_1, n_2, \dots, n_m$  – коэффициенты трансформации трансформаторов (автотрансформаторов), включенных каскадно между основной и N-й ступенями напряжения;

$$n = \frac{U_{ТР.Н}}{U_{ТР.В}}, \quad (1.43)$$

$$n = \frac{0.4}{10} = 25$$

$$U_{Б1} = U_B = E_C = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_{Б2} = \frac{1}{n_1} U_{Б1}, \quad (1.44)$$

$$U_{Б2} = \frac{1}{25} \cdot 10,5 = 0,42 \text{ кВ}$$

$$I_{Б1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б1}}, \quad (1.45)$$

$$I_{Б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

$$I_{Б2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б2}}, \quad (1.46)$$

$$I_{Б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,42} = 137,46 \text{ кА}$$

Система

$$\begin{aligned} I_{K3}^{(3)} &= 12,5 \text{ кА} \\ U_{\text{СР.НОМ}} &= 10,5 \text{ кВ} \\ X_C &= \frac{U_{\text{СР.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}} = \frac{U_{\text{СР.НОМ}}^2}{S_{K3}^{(3)}}, \end{aligned} \quad (1.47)$$

Где  $U_{\text{СР.НОМ}}$  – среднее номинальное напряжение сети, кВ, соответствующей ступени напряжения в узле которой известно значение  $I_{K3}^{(3)}$  или  $S_{K3}^{(3)}$  при этом ЭДС системы следует принимать равной среднему номинальному напряжению сети соответствующей ступени напряжения. [14]

$$X_C = \frac{U_{\text{СР.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}}, \quad (1.48)$$

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485 \text{ Ом}$$

$$E_C^* = \frac{U_B}{U_{B1}}, \quad (1.49)$$

$$E_C^* = \frac{10,5}{10,5} = 1 \text{ ое}$$

$$X_C^* = X_C \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (1.50)$$

$$X_C^* = 0,485 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,439 \text{ ое}$$

Трансформаторы

$$X_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{НОМ.Т}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (1.51)$$

$U_{\text{НОМ.Т}}$  (кВ) - здесь мы говорим о номинальном межфазном напряжении на стороне трансформатора, к которой приводится сопротивление трансформатора, обычно это сторона с высоким напряжением.

$S_{\text{НОМ.Т}}$  (МВА) - номинальная мощность трехфазного трансформатора или трехфазной группы однофазных трансформаторов.

$U_K$  - напряжение КЗ, % номинального напряжения;

$$X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_{HOM.T}^2}{100 \cdot S_{HOM.T}}, \quad (1.52)$$

$$X_{T1} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1} = 5,5 \text{ Ом}$$

$$X_{T2} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,25} = 18 \text{ Ом}$$

$$X_{T3} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,4} = 11,25 \text{ Ом}$$

$$X_{T1}^* = X_{T1} \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2}, \quad (1.53)$$

$$X_{T1}^* = 5,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 4,99 \text{ ое}$$

$$X_{T2}^* = X_{T2} \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2}, \quad (1.54)$$

$$X_{T2}^* = 18 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 16,32 \text{ ое}$$

$$X_{T3}^* = X_{T3} \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2}, \quad (1.55)$$

$$X_{T3}^* = 11,25 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 10,2 \text{ ое}$$

### Кабельные линии

$$X_{Л1}^* = X_{Л1} \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2}, \quad (1.56)$$

$$X_{Л1}^* = 0,0137 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0136 \text{ ое}$$

$$X_{Л2}^* = 0,004 \text{ ое}$$

$$X_{Л3}^* = 0,146 \text{ ое}$$

$$R_{Л1}^* = R_{Л1} \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2}, \quad (1.57)$$

$$R_{Л1}^* = 0,0417 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0416 \text{ ое}$$

$$R_{Л2}^* = 0.0136 \text{ oe}$$

$$R_{Л3}^* = 0.445 \text{ oe}$$

$$z_{Л1} = \sqrt{x_{Л1}^2 + r_{Л1}^2}, \quad (1.58)$$

$$z_{Л1} = \sqrt{0,0136^2 + 0,041^2} = 0,0431 \text{ oe}$$

$$z_{Л2} = \sqrt{x_{Л2}^2 + r_{Л2}^2}, \quad (1.59)$$

$$z_{Л2} = \sqrt{0,004^2 + 0,0136^2} = 0,0142 \text{ oe}$$

$$z_{Л3} = \sqrt{x_{Л3}^2 + r_{Л3}^2}, \quad (1.60)$$

$$z_{Л3} = \sqrt{0,146^2 + 0,445^2} = 0,468 \text{ oe}$$

Нагрузка

$$X_{H1}^* = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H1}}, \quad (1.61)$$

$$X_{H1}^* = 0,35 \cdot \frac{100}{0.265} = 136.72 \text{ oe}$$

$$E_{H1}^* = 0,85 \cdot \frac{U_{CP.HOM.H}}{U_{B2}}, \quad (1.62)$$

$$E_{H1}^* = 0,85 \cdot \frac{0,4}{0,42} = 0,83 \text{ oe}$$

$$X_{H2}^* = 29.37 \text{ oe}$$

$$E_{H2}^* = 0,83 \text{ oe}$$

$$X_{H3}^* = 98.92 \text{ oe}$$

$$E_{H3}^* = 0,83$$

### 1.4.1 Составление схемы замещения

При составлении схемы замещения для нормального режима работы используем расчётные значения элементов в *о.е.*

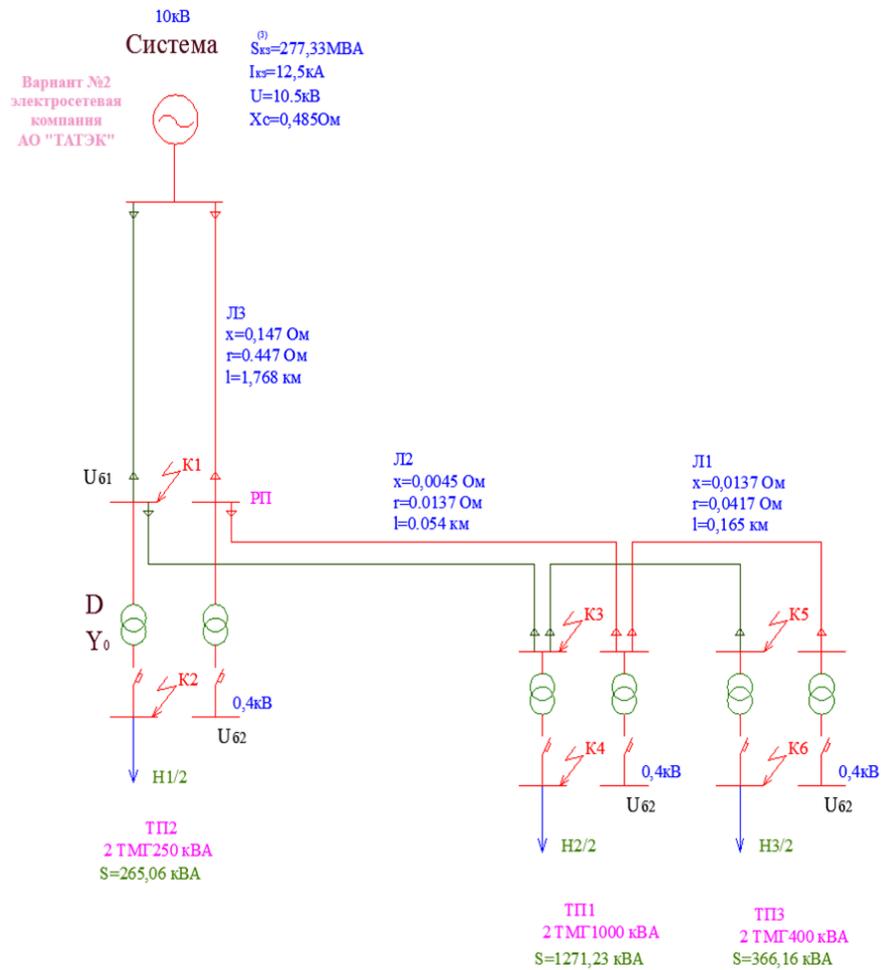


Рисунок 1.4 - Схема распределительной сети офисного центра для расчёта токов к.з.

Составим схему замещения на примере расчёта к.з. в точке К5.

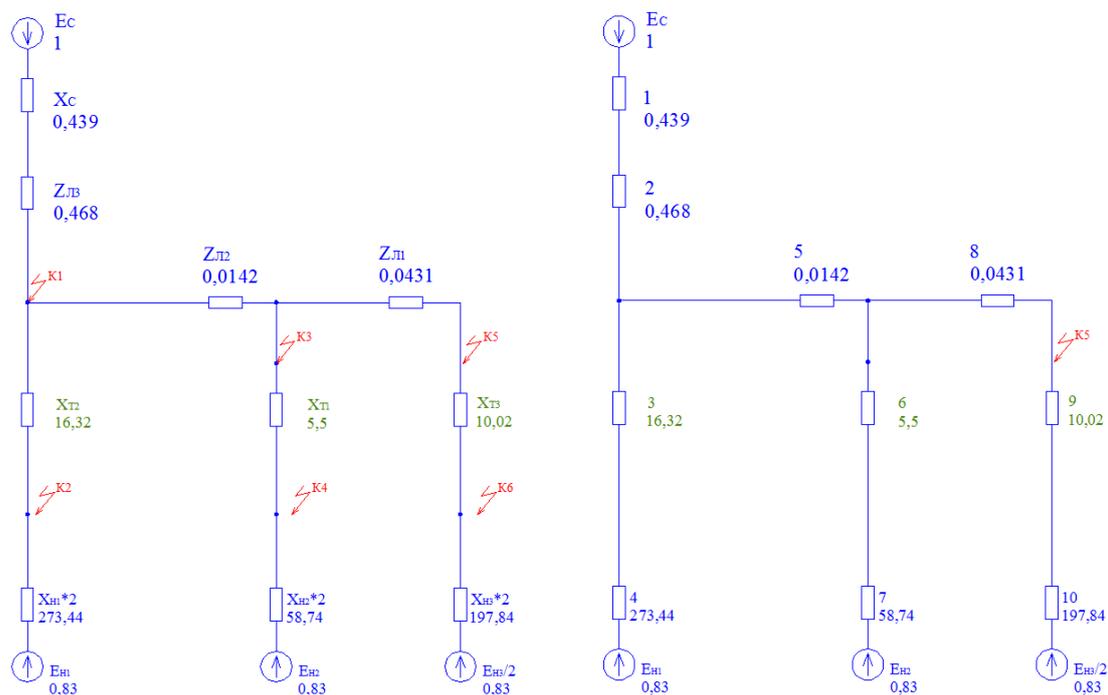


Рисунок 1.5 - Схема замещения на примере расчёта к.з. в точке К5

$$X_{11} = X_3 + X_4 = 16,32 + 273,44 = 289,76 \text{ о.е}$$

$$X_{12} = X_1 + X_2 = 0,439 + 0,468 = 0,907 \text{ о.е}$$

$$X_{13} = X_9 + X_{10} = 10,2 + 197,84 = 208,04 \text{ о.е}$$

$$X_{16} = X_6 + X_7 = 5,5 + 58,74 = 64,24 \text{ о.е}$$

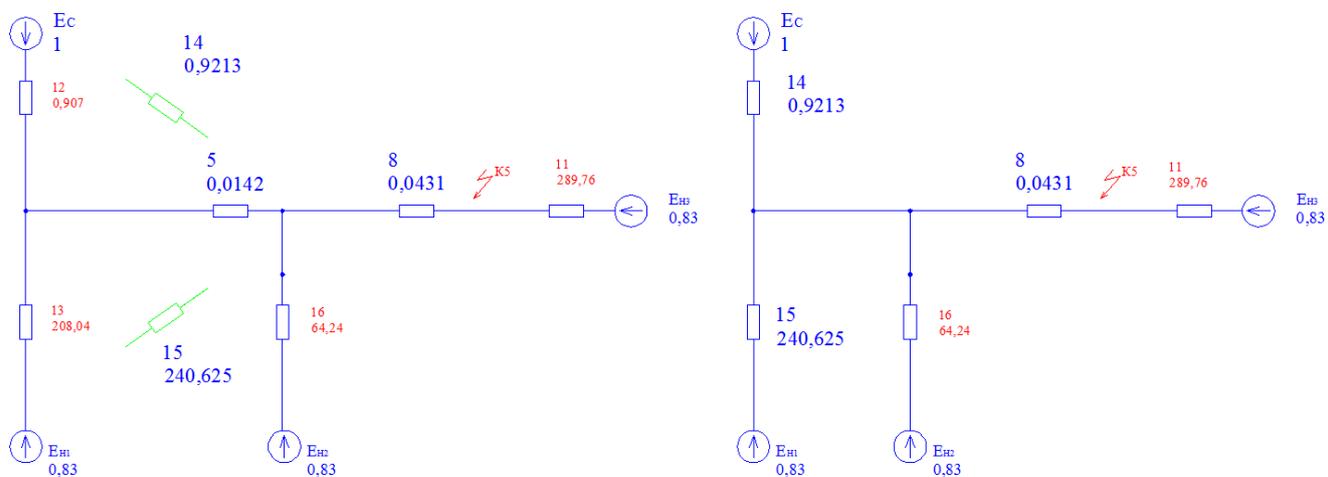


Рисунок 1.6 - Схема замещения на примере расчёта к.з. в точке К5

Находим эквивалентные сопротивления  $X_{14}$  и  $X_{15}$  методом коэффициентов распределения.

$$X_{14} = X_5 + X_{12} + \frac{X_5 \cdot X_{12}}{X_{13}} = 0,0142 + 0,907 + \frac{0,0142 \cdot 0,907}{208,04} = 0,921 \text{ о.е.}$$

$$X_{15} = X_5 + X_{13} + \frac{X_5 \cdot X_{13}}{X_{12}} = 0,0142 + 208,04 + \frac{0,0142 \cdot 208,04}{0,907} = 240,63 \text{ о.е.}$$

Преобразуем ветви схемы замещения с ЭДС нагрузки  $E_{H1}$  и  $E_{H2}$ . Так как  $E_{H1} = E_{H2}$

тогда:

$$X_{17} = \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}}} = \frac{1}{\frac{1}{240,63} + \frac{1}{64,24}} = 50,7 \text{ о.е.}$$

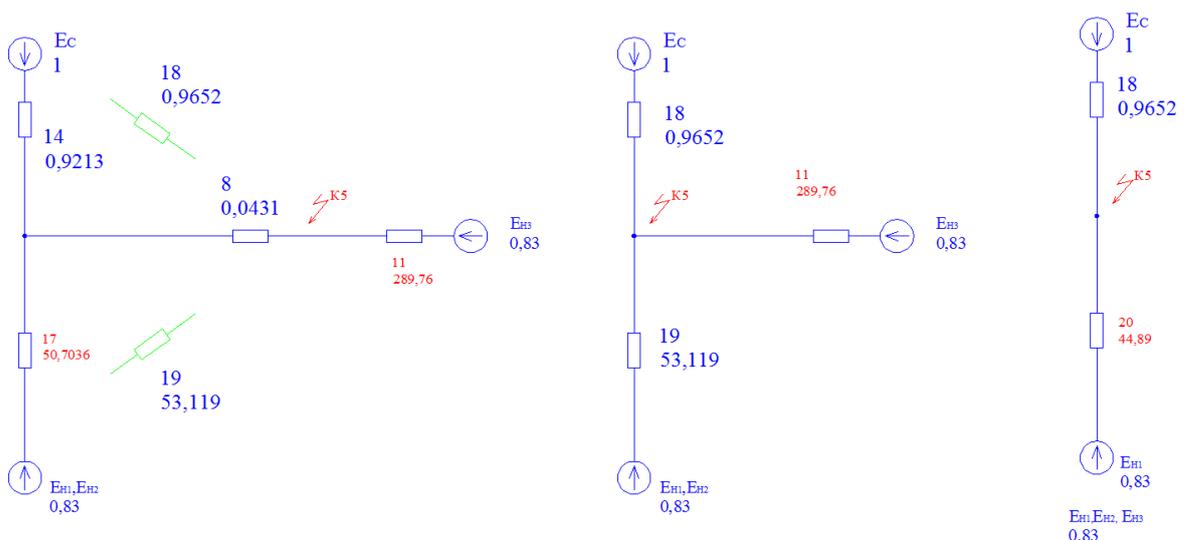


Рисунок 1.7 - Схема замещения на примере расчёта к.з. в точке K5

Находим эквивалентные сопротивления  $X_{18}$  и  $X_{19}$  методом коэффициентов распределения.

$$X_{18} = X_8 + X_{14} + \frac{X_8 \cdot X_{14}}{X_{17}} = 0,0431 + 0,921 + \frac{0,0431 \cdot 0,921}{50,7} = 0,965 \text{ о.е.}$$

$$X_{19} = X_8 + X_{17} + \frac{X_8 \cdot X_{17}}{X_{14}} = 0,0431 + 50,7 + \frac{0,0431 \cdot 50,7}{0,921} = 53,119 \text{ о.е.}$$

Преобразуем ветви схемы замещения с ЭДС нагрузки  $E_{H1}$ ,  $E_{H2}$  и  $E_{H3}$ .

$$X_{20} = \frac{1}{\frac{1}{X_{11}} + \frac{1}{X_{19}}} = \frac{1}{\frac{1}{289,76} + \frac{1}{53,119}} = 44,89 \text{ о. е}$$

1.4.2 Расчёт начального значения ПО 3-х фазного тока к.з. в точке К5  
Ток от системы С

$$I_{\text{ПО.С}}^* = \frac{E_C^*}{X_{18}}, \quad (1.63)$$

$$I_{\text{ПО.С}}^* = \frac{1}{0,9652} = 1,036 \text{ о. е}$$

$$I_{\text{ПО.С}} = I_{\text{ПО.С}}^* \cdot I_{\text{Б1}}, \quad (1.64)$$

$$I_{\text{ПО.С}} = 1,036 \cdot 5,5 = 5,698 \text{ кА}$$

Ток от нагрузки Н1, Н2, Н3

$$I_{\text{ПО.Н}}^* = \frac{E_{\text{Н1,Н2,Н3}}^*}{X_{20}}, \quad (1.65)$$

$$I_{\text{ПО.Н}}^* = \frac{0,83}{44,89} = 0,0185 \text{ о. е}$$

$$I_{\text{ПО.Н}} = I_{\text{ПО.Н}}^* \cdot I_{\text{Б1}}, \quad (1.66)$$

$$I_{\text{ПО.Н}} = 0,0185 \cdot 5,5 = 0,102 \text{ кА}$$

Суммарный ток к.з. в точке К5

$$I_{\text{ПО.К5}} = I_{\text{ПО.С}} + I_{\text{ПО.Н}}, \quad (1.67)$$

$$I_{\text{ПО.К5}} = 5,698 + 0,102 = 5,8 \text{ кА}$$

1.4.3 Расчёт ударного тока к.з. в точке К5

Расчёт произведём по формулам:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot n, \quad (1.68)$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (1.69)$$

$$T_a = \frac{X}{\omega_c \cdot r}, \quad (1.70)$$

$$\omega_c = 2 \cdot \pi \cdot f, \quad (1.71)$$

где  $f$  - частота сети 50Гц.

$K_{уд}$  - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени  $Ta$  апериодической составляющей тока КЗ

$$\omega_c = 2 \cdot \pi \cdot f, \quad (1.72)$$

$$\omega_c = 2 \cdot 3.14 \cdot 50 = 314$$

Ударный ток со стороны нагрузки, подходящий к точке к.з. К5

$$r_H = \frac{X_{20}}{2,5}, \quad (1.73)$$

$$r_H = \frac{44,89}{2,5} = 17,956 \text{ о.е}$$

$$T_{a(H)} = \frac{X_{20}}{\omega_c \cdot r}, \quad (1.74)$$

$$T_{a(H)} = \frac{44,89}{314 \cdot 17,965} = 0,008$$

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (1.75)$$

$$K_{уд} = 1 + 2,718^{\frac{-0,01}{0,008}} = 1,286$$

$$i_{уд.Н}^* = \sqrt{2} \cdot I_{ПО.Н}^* \cdot K_{уд}, \quad (1.76)$$

$$i_{уд.Н}^* = 1,414 \cdot 0,0185 \cdot 1,286 = 0,0336 \text{ о.е}$$

$$i_{уд.Н} = i_{уд.Н}^* \cdot I_{Б1}, \quad (1.77)$$

$$i_{уд.Н} = 0,0336 \cdot 5,5 = 0,185 \text{ кА}$$

Ударный ток со стороны системы, подходящий к точке к.з. К5

$$r_C = \frac{X_C}{60}, \quad (1.78)$$

$$r_C = \frac{0,956}{60} = 0,0159 \text{ о.е}$$

$$X_C = X_{18}$$

$$T_{a(C)} = \frac{X_{18}}{\omega_c \cdot r}, \quad (1.79)$$

$$T_{a(C)} = \frac{0,9652}{314 \cdot 0,016} = 0,1911$$

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a(C)}}}, \quad (1.80)$$

$$K_{уд} = 1 + 2,718^{\frac{-0,01}{0,192}} = 1,949$$

$$i_{уд,С}^* = \sqrt{2} \cdot I_{ПО,С}^* \cdot K_{уд}, \quad (1.81)$$

$$i_{уд,С}^* = 1,414 \cdot 1,036 \cdot 1,949 = 2,8556 \text{ о. е}$$

$$i_{уд,Н} = i_{уд,Н}^* \cdot I_{Б1}, \quad (1.82)$$

$$i_{уд,Н} = 2,955 \cdot 5,5 = 15,705 \text{ кА}$$

Суммарный ударный ток к.з в точке К5 составит:

$$i_{уд,К5} = i_{уд,С} + i_{уд,Н}$$

$$i_{уд,К5} = 15,705 + 0,185 = 15,89 \text{ кА}$$

#### 1.4.4 Выбор аппаратов защиты

Для оценки термической устойчивости проводников и электрических устройств при коротком замыкании (КЗ) необходимо предварительно определить расчетную точку КЗ, характеристику КЗ и продолжительность КЗ.

При проверке проводников и электрических устройств в электроустановках напряжением от 1 кВ до 35 кВ используется трехфазное КЗ.

Продолжительность КЗ определяется как сумма времени срабатывания основной релейной защиты, действие которой охватывает проверяемые проводники и устройства, и полного времени выключения ближайшего к месту КЗ автоматического выключателя. [15]

#### 1.4.5 Проверка кабеля на термическую стойкость к токам к.з.

Проверим выбранное сечение кабеля (ГПП-РП). Ток к.з. на шинах РП составляет  $I_{ПО} = 6,196 \text{ кА}$ . Время действия тока  $t = 0,73 \text{ с}$ .

$$S_{ТУ} = \frac{I_{КЗ} \cdot \sqrt{t}}{C}. \quad (1.83)$$

где  $C=95$  – постоянное значение для кабелей с алюминиевыми жилами 10кВ.

$$S_{\text{ТУ}} = \frac{6196 \cdot \sqrt{0.73}}{95} = 55,72 \text{ мм}^2$$

Выбранный кабель  $S=120 \text{ мм}^2$   $I=232 \text{ А}$  подходит по условиям к.з.

#### 1.4.6 Выбор трансформатора тока

Трансформатор ТОЛ-10 разработан с целью передачи информационных сигналов между измерительными приборами и устройствами защиты и управления. Его функции также включают изоляцию вторичных цепей от высокого напряжения в комплектных устройствах для внутренних и наружных установок (таких как КРУ, КРУН и КСО) переменного тока, работающего на напряжении до 10 кВ с частотой 50 или 60 Гц.

1) Трансформатор тока на вводе РП

Таблица 1.10 – Трансформатор тока

Серия	Напряжение кВ		Номинальный первичный/вторичный ток А	Тер.ст. Односекундный ток термической стойкости, кА,	Ток Им.дин электродинамической стойкости, кА,
	Номинальное	Наибольшее			
ТОЛ-10-3	10	12	150/5	20	51

Ток через т.т. в аварийном режиме

$$I_{\text{А.Р.}} = 112,48 \text{ А}$$

В нормальном режиме

$$I_{\text{Н.Р.}} = 56,24 \text{ А}$$

Данные по токам к.з. и напряжению на шинах РП

$$I_{\text{ПО}} = 6,196 \text{ кА}, U_{\text{В.НОМ}} = 10 \text{ кВ}, i_{\text{УД}} = 16,903 \text{ кА}$$

Проверка трансформатора тока:

1) По условиям рабочего продолжительного режима имеем:

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{СЕТИ.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{НОМ}} = 150 \text{ А} \geq I_{\text{ПРОД.РАСЧ}} = 53,8 \text{ А} (I_{\text{А.Р.}} = 107,6 \text{ А})$$

## 2) Проверка на электродинамическую стойкость

$$I_{М,ДИН} = 51\text{кА} \geq i_{УД} = 16,903\text{кА}$$

## 3) Проверка на термическую стойкость

$$B_k \approx I_{П.О}^2 (t_{ОТКЛ} + T_a), \quad (1.84)$$

$$I_{Тер.МТ}^2 \cdot t_{Тер.} \geq B_k, \quad (1.85)$$

где  $B_k$  расчетный тепловой импульс тока к.з.

$$B_k \approx I_{П.О}^2 (t_{ОТКЛ} + T_a) = 6,196^2 \cdot (0,73 + 0,19) = 44,56\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{Тер.СТ}^2 \cdot t_{ОТКЛ.} = 20^2 \cdot 0,73 = 292 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{Тер.МТ}^2 \cdot t_{Тер.} = 292\text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 44,56\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный тр. тока удовлетворяет всем условиям проверки.

Устанавливаемые трансформаторы тока указаны в таблице 1.11

Таблица 1.11 - Трансформаторы тока

Устройство	Тр. Тока	Напряжение кВ		Номинальный первичный/вторичный ток А	Тер.ст. Односекундный ток термической стойкости, кА,	Ток Им.дин электродинамической стойкости, кА,
		Номинальное	Наибольшее			
РП	ГОЛ-10-200-1	10	12	200/5	20	51
ТП2	ГОЛ-10-50-3	10	12	50/5	8	20
ТП3	ГОЛ-10-75-3	10	12	75/5	20	51
ТП1	ГОЛ-10-100-3	10	12	100/5	20	51

### 1.4.7 Выбор и проверка трансформатора напряжения

1) Выбираем трансформатор напряжения типа НТМИ-10, который имеет следующие характеристики:

$$U_{НОМ.ВН} = 10 \text{кВ}; \quad \kappa = 0,5; \quad S_{НОМ} = 150 \text{ВА}; \quad S_{max} = 1000 \text{ВА};$$

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \frac{1000}{1,73 \cdot 10000}}, \quad (1.86)$$

Проверка трансформатора по номинальному напряжению произведена успешно:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$$

Выбранный трансформатор соответствует условиям выбора.

Теперь необходимо выбрать предохранитель для защиты трансформатора по напряжению.

2) Определение типа предохранителя.

Таблица 1.12 - Предохранители

Тип предохранителя	U <sub>ном</sub> ,кВ	U <sub>мах</sub> ,кВ	I <sub>ном</sub> .А	I <sub>ном.откл.</sub> кА
ПКТ101-10-2-12.5УЗ	10	12	2	12,5

Проверка по номинальному напряжению и току:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{сети ном}} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{ном}} = 2 \text{ А} \geq I_{\text{норм.расч}} = 0,06 \text{ А}$$

Выбранный предохранитель удовлетворяет условию выбора

### 1.5 Спецификация оборудования на трансформаторных подстанциях и распределительный пункт 10кВ.

Таблица 1.13 - Оборудование установленное в ячейках КСО-285 на распределительном пункте (ТП2)

Номер ячейки по плану/кол-во	1/2	6/1	8/2	9/2	13/2	24/1
Выключатель	ВБСК-10-12,5/630	ВБСК-10-12,5/630	ВБСК-10-12,5/630	-	-	-
Разъединитель	РВЗ 10/400 (2шт.)	РВЗ 10/400	РВЗ 10/400 (2шт.)	РВЗ 10/400	РВЗ 10/400	РВЗ 10/400
Выключатель нагрузки	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1.13 - Оборудование установленное в ячейках КСО-285 на распределительном пункте (ТП2)

Номер ячейки по плану/кол-во	1/ 2	6/ 1	8/ 2	9/ 2	13/ 2	24/ 1
Предохранители	-	-	-	ПКТ10 1-10- 31,5- 12,5 (3шт.)	ПКТ101- 10-2-31 (3шт.)	-
Трансформаторы тока	ТОЛ- 10-200- 1 (2шт.)	ТОЛ- 10-200- 1 (2шт.)	ТОЛ- 10-200- 1 (2шт.)	ТОЛ- 10-50-3 (2шт.)	-	-
Трансформаторы напряжения	-	-	-	-	НТМИ- 10	-
Трансформаторы тока нулевой последовательности	xx	-	xx	-	-	-

Таблица 1.14 - Оборудование установленное в ячейках КСО-285 на ТП1

Номер ячейки по плану/кол-во	6/1	8/2	9/2	24/1
Выключатель	ВБСК-10- 12,5/630	ВБСК-10- 12,5/630	-	-
Разъединитель	РВЗ 10/400	РВЗ 10/400 (2шт.)	-	РВЗ 10/400
Выключатель нагрузки	-	-	ВНА-П- 10/630- 20з(п)	-
Предохранители	-	-	ПКТ103-10- 100-12.5 (3шт.)	-
Трансформаторы тока	ТОЛ-10- 100-3 (2шт.)	ТОЛ-10- 100-3 (2шт.)	-	-
Трансформаторы напряжения	-	-	-	-
Трансформаторы тока нулевой последовательности	-	xx	-	-

Таблица 1.15 - Оборудование установленное в ячейках КСО-285 на ТПЗ

Номер ячейки по плану/кол-во	6/1	8/2	9/2	24/1
Выключатель	ВБСК-10-12,5/630	ВБСК-10-12,5/630	-	-
Разъединитель	РВЗ 10/400	РВЗ 10/400 (2шт.)	РВЗ 10/400	РВЗ 10/400
Выключатель нагрузки	-	-	-	-
Предохранители	-	-	ПКТ102-10-50-12 (3шт.)	-
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-75-3 (2шт.)	ТОЛ-10-75-3 (2шт.)	-	-
Трансформаторы напряжения	-	-	-	-
Трансформаторы тока нулевой последовательности	-	хх	-	-

### 1.6 Расчёт и выполнение контура заземления

Для расчета заземляющего устройства осуществляется расчет заземлителя, так как заземляющие проводники обычно подбираются с учетом механической прочности и стойкости к коррозии.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), нормативное сопротивление составляет 4 Ом. Предполагается построить контур заземления с внешней стороны с установкой вертикальных электродов по периметру. В качестве вертикальных заземлителей используются электроды диаметром 18.00 мм и длиной 2.00 м, погружаемые в грунт. Верхние концы электродов находятся на глубине 0.5 м от поверхности земли, к ним привариваются горизонтальные электроды из того же материала, что и вертикальные.

Исходя из площади (10x5 м), предварительно планируется размещение заземлителей вдоль периметра общей длиной 30 м.

Для расчета учитываются параметры двухслойного грунта на месте строительства, климатические коэффициенты и другие начальные данные, представленные в таблице 1.16.

Таблица 1.16 - Исходные данные

Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Значение
$R_H$	нормируемое сопротивление растеканию тока в землю	Ом	4
$\rho_1$	удельное сопротивление верхнего слоя грунта	Ом·м	50
$\rho_2$	удельное сопротивление нижнего слоя грунта	Ом·м	60
$D$	Диаметр стержня	мм	18
$L$	длина вертикального заземлителя	м	2
$H$	толщина верхнего слоя грунта	м	0.5
$t_{\text{полосы}}$	глубина заложения горизонтального заземлителя	м	0.5
$t$	расстояние от поверхности земли до середины заземлителя	м	1.5
$k_1$	климатический коэффициент для вертикальных электродов	–	1.9
$k_2$	климатический коэффициент для горизонтальных электродов	–	5.75
$b$	ширина стальной полосы	мм	50
$l_2$	длина горизонтального заземлителя	м	30

Удельный расчётный коэффициент сопротивления двухслойного грунта определяем по формуле:

$$\rho = \frac{(\rho_1 \cdot \rho_2 \cdot L)}{(\rho_1 \cdot (L - H + t_{\text{полосы}}) + \rho_2 \cdot (H - t_{\text{полосы}}))} \text{ Ом} \cdot \text{ м.} \quad (1.87)$$

$$\rho = \frac{(50 \cdot 60 \cdot 2)}{(50 \cdot (2 - 0.5 + 0.5) + 60 \cdot (0.5 - 0.5))} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{ м.}$$

Сопротивление растеканию одного вертикального электрода определяем по формуле:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot k_1 \cdot \rho}{L} \cdot \left( \lg \left( \frac{2 \cdot L}{0,95 \cdot d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left( \frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \right), \quad (1.88)$$

$$r_6 = \frac{0,366 \cdot 1,9 \cdot 60}{2} \left( \lg \left( \frac{2 \cdot 2 \cdot 1000}{0,95 \cdot 18} \right) + \frac{1}{2} \lg \left( \frac{4 \cdot 1,5 + 2}{4 \cdot 1,5 - 2} \right) \right) = 52,56 \text{ Ом.}$$

Таблица 1.17 - Параметры вертикальных и горизонтальных заземлителей

Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Значение
$\eta_B$	коэффициент использования вертикальных заземлителей	–	0.69
$\eta_r$	коэффициент использования горизонтальных электродов	–	0.42
h	расстояние между заземлителями	м	1,66

Предполагаемое количество вертикальных заземлителей определяем по формуле:

$$n_{\text{пр}} = \frac{r_B}{R_H \cdot \eta_B}, \quad (1.89)$$

где  $\eta_B$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

$$n_{\text{пр}} = \frac{52.56}{4 \cdot 0.69} = 22$$

Сопротивление горизонтального заземлителя определим по формуле:

$$r_z = \frac{0,366 \cdot k_2 \cdot \rho}{l_z \cdot \eta_z} \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot l_z^2}{b \cdot t_{\text{полосы}}} \right) \quad (1.90)$$

$$r_z = \frac{0.366 \cdot 5.75 \cdot 60}{30 \cdot 0.42} \lg \left( \frac{2 \cdot 30^2 \cdot 1000}{50 \cdot 0.5} \right) = 48,6 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление вертикальных заземлителей R не должно превышать значения, определяемого по формуле:

$$R = \frac{R_H \cdot r_r}{r_r - R_H}, \quad (1.91)$$

$$R = \frac{48.6 \cdot 4}{4 - 48.6} = 4.35 \text{ Ом.}$$

Исходя из общего сопротивления вертикальных заземлителей и учета соединительной полосы, количество вертикальных заземлителей определяется с помощью следующей формулы:

$$n = \frac{r_B}{R \cdot \eta_B}, \quad (1.92)$$

$$n = \frac{52.56}{4.35 \cdot 0.69} = 17,5 \text{ шт.}$$

Для установки выбрано 18 вертикальных заземлителей, с общей длиной горизонтального заземлителя 30 м и средним расстоянием между вертикальными заземлителями в 1,66 м. Точное расположение вертикальных заземлителей вдоль соединительной полосы будет указано на плане заземляющего устройства. Детали монтажа отдельного заземлителя в двухслойном грунте и конструкция заземляющего устройства изображены на рисунке 1.8.

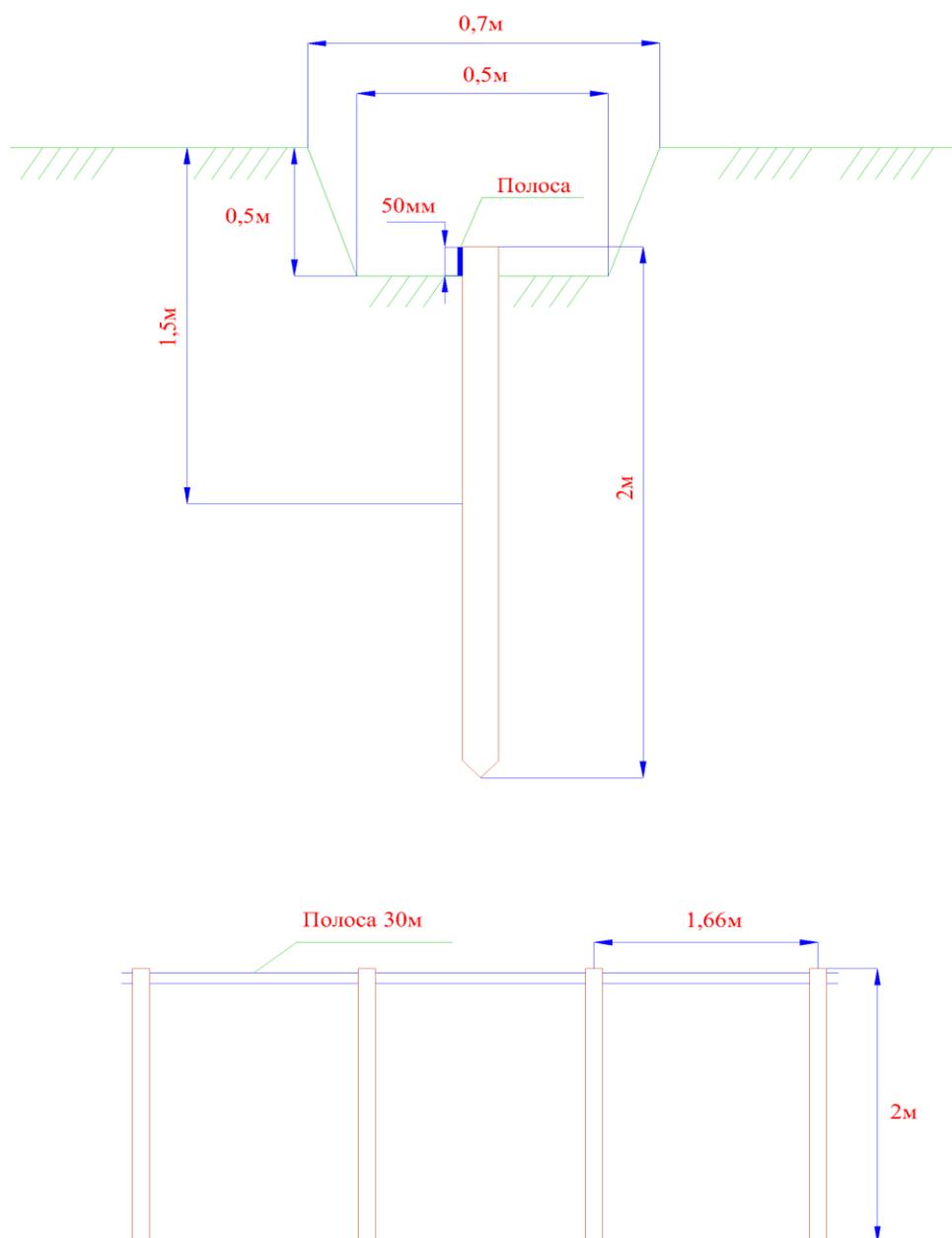


Рисунок 1.9 - Схема заземления

## 2 Организационно-экономическая часть

### 2.1 Выбор схемы электроснабжения

Категория электроприёмников I и II

Расчётная нагрузка составляет  $S_p=1948,46\text{кВА}$

Выбор трансформаторов см. раздел (Электроснабжение технологическая часть)

Рассмотрим стандартную схему электроснабжения

Отдельный кабельный ввод от ГПП АО «Татэк» на ТП2 «Digital Art»  $l=2\times 1768\text{м}$ .  $S=265,06\text{кВА}$  и отдельный кабельный ввод от ГПП на ТП1 Т.Ц. «Dostyq» и ТОО «SkyTech»  $l=2\times 1807\text{м}$ .  $S=1637,39\text{кВА}$  с подключением по двухлучевой схеме. Рисунок 3.1 и рисунок 3.2.

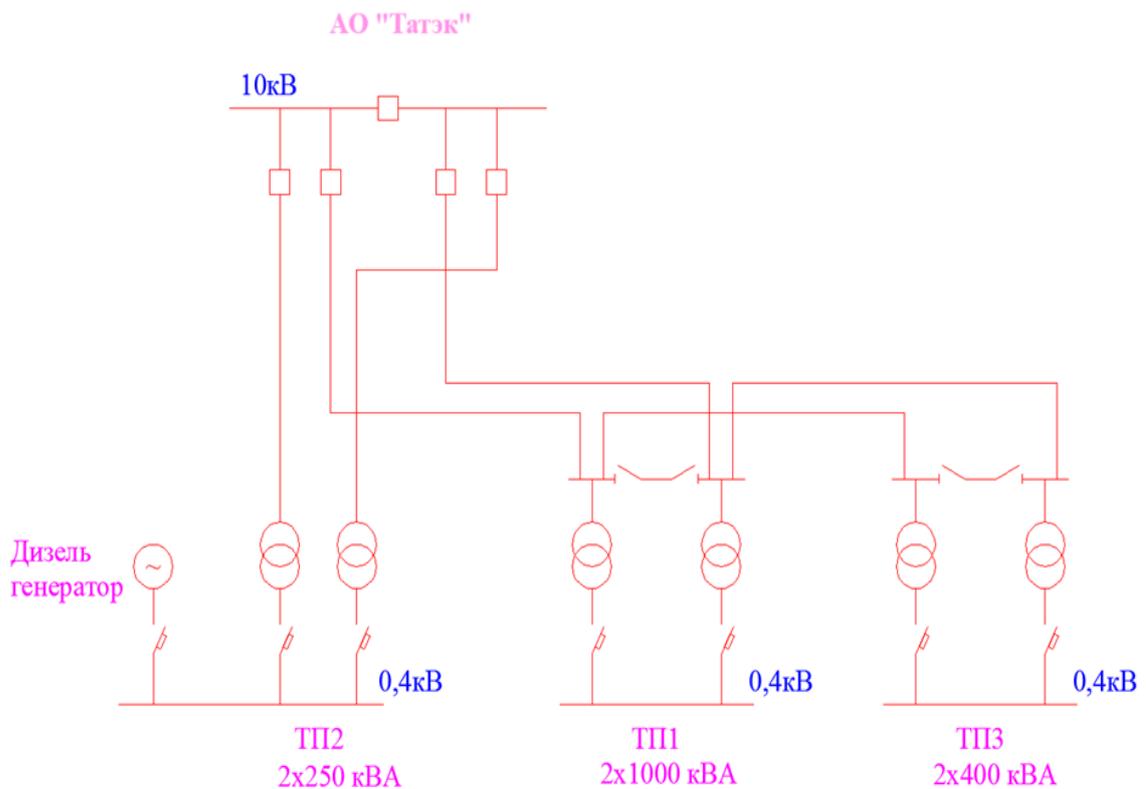


Рисунок 2.1 - Электрическая схема

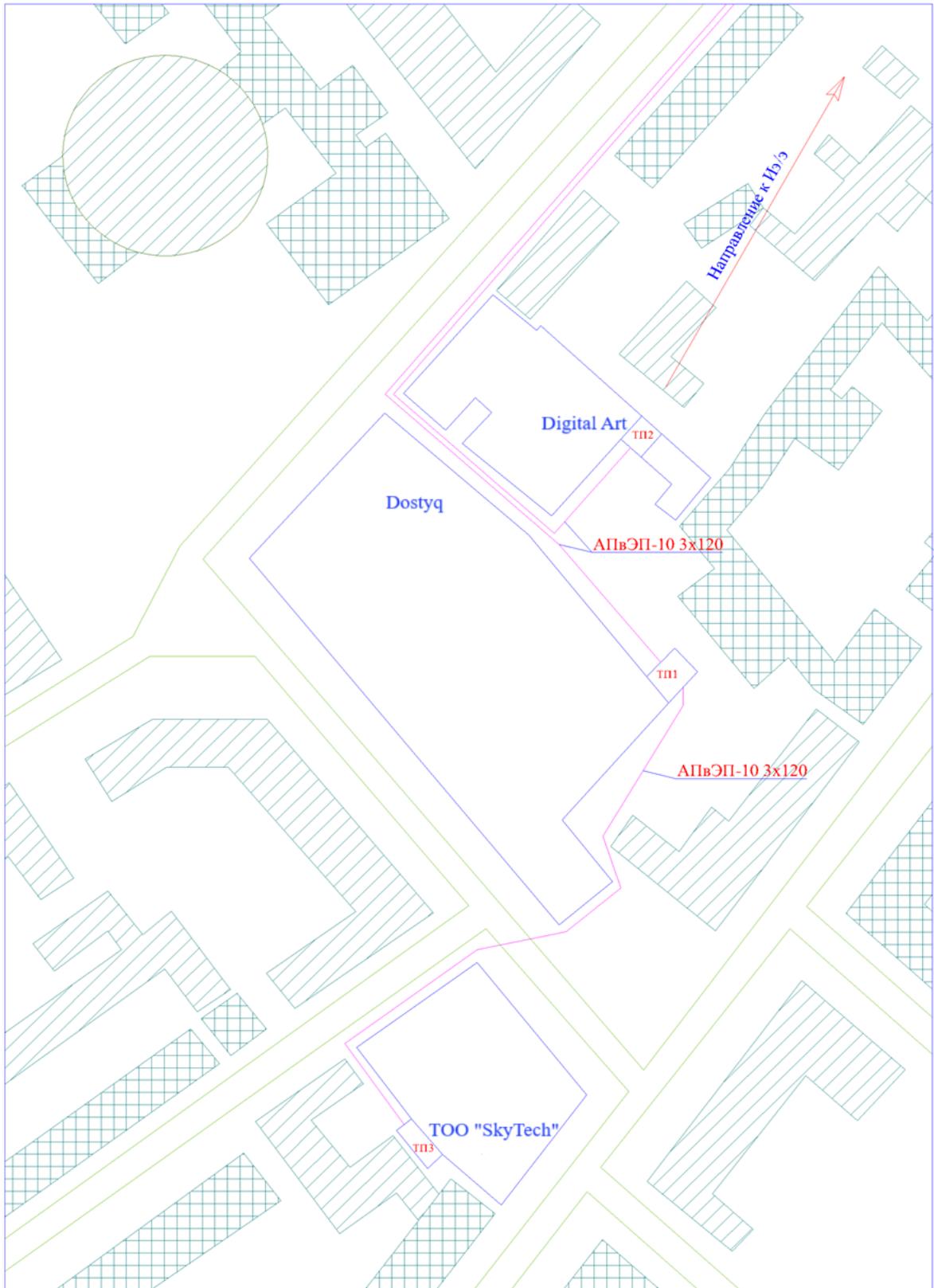


Рисунок 2.2 - План прокладки кабеля

Используем ячейки КСО-285, трансформаторы ТМГ, кабель АПвЭП.  
Стоимость оборудования:

Таблица 2.1 - Стоимость оборудования

<i>камера№</i>	<i>кол-во</i>	<i>цена</i>	<i>всего</i>
8	6	223 700	1 342 200
9	6	55 700	334 200
6	4	194 400	777 600
24	4	43 400	173 600
<i>Трансформатор</i>			
(ТМГ) 400/6 - 10/0.4	2	187 000	374 000
(ТМГ) 250/6 - 10/0.4	2	147 000	294 000
(ТМГ) 1000/6 - 10/0.4	2	465 000	294 000
		<b>всего</b>	<b>3 589 600</b>
<i>кабель</i>			
АПвЭП-10 3x120	7480	520	3 889 600
		<b>итого</b>	<b>7 479 200</b>

## 2.2 Расчёт сечения питающего кабеля

Найдём необходимое сечение питающего кабеля.

Длина кабеля от ГПП до РП составляет (проложено два кабеля по L=1987м.

Данные по токам на шинах источников питания даны в разделе 3.1.5.

Действительное время отключения линии  $t_{л}=0,7с$ (защиты) +  $0,03с$ (выключателя) =  $0,73с$ .

Количество кабелей  $n=2$ .

Определяем расчётный ток одного кабеля:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n}, \quad (2)$$

$$I_p = \frac{1948,46}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 56,24А.$$

Проверим сечение по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I}{J_{ЭК}}, \quad (2.1)$$

Значение  $J_{эк}$ , которое представляет собой нормированную экономическую плотность тока в единицах  $A/mm^2$ , выбирается из таблицы и зависит от продолжительности использования максимальной нагрузки. Эти данные основаны на обобщенных показателях потребления электроэнергии городов.

При условии, что годовая продолжительность использования максимальной нагрузки составляет 5400 часов, для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией и алюминиевыми жилами значение  $J_{эк}$  составляет 1,2.

$$S = \frac{56,24}{1,2} = 46,87 \text{ мм}^2$$

Выбираем стандартное сечение кабеля в меньшую сторону  $S_{ст} = 35 \text{ мм}^2$ .

Для кабеля АПВЭВнг-10 3х35 проложенного в земле допустимый длительный ток составляет  $I_{доп} = 119 \text{ А}$ .

Проверка на нагрев в нормальном режиме работы кабеля.

Допустимая длительная температура жилы кабеля АПВЭП-10 составляет  $90^\circ\text{C}$ .

Для кабеля при  $t^\circ$  земли  $15^\circ\text{C}$  [тех.характеристики кабеля АПВЭП-10] поправочный коэффициент составит  $K1 = 1,04$ .

В районе прокладки кабеля песчанно-глинистая почва влажностью 12-14%.

Поправочный коэффициент  $K2 = 1$ .

Имеется два работающих кабеля, лежащих в земле на расстоянии в свету  $= 100 \text{ мм}$ ,

Поправочный коэффициент  $K3 = 0,9$ .

Таким образом, фактически допустимый длительный ток  $I_{фак.доп}$  для кабеля в нормальном режиме сечением  $35 \text{ мм}^2$ , составляет:

$$I_{\text{ФАК.ДОП}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{ДОП}}, \quad (2.2)$$

$$I_{\text{ФАК.ДОП}} = 1,04 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 119 = 111,38 \text{ А}$$

Условие выполняется так как

$$I_{\text{ФАК.ДОП}} \geq I_p \Rightarrow 111,38 \text{ А} \geq 56,24 \text{ А}$$

Проверка на перегрев в режиме после аварии (при отказе одного кабеля).

Максимально допустимая температура кабеля в послеаварийном режиме составляет  $130^\circ\text{C}$ . Продолжительность работы кабеля в таком режиме не должна превышать 8 часов в день и общее время эксплуатации не должно превышать 1000 часов. [11]

Коэффициент загрузки кабеля в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{ФАК.ДОП}}}, \quad (2.3)$$
$$K_3 = \frac{56,24}{111,38} = 0.51$$

Расчётный ток в послеаварийном режиме по кабелю составит:

$$I_p^* = I_p \cdot 2, \quad (2.4)$$
$$I_p^* = 56,24 \cdot 2 = 112,48\text{А}$$

В послеаварийном режиме кабель можно перегружать на 30%.

$$I_{\text{ФАК.ДОП.}}^* = 1,3 \cdot I_{\text{ФАК.ДОП.}}, \quad (2.5)$$
$$I_{\text{ФАК.ДОП.}}^* = 1,3 \cdot 111,38 = 144,8\text{А}$$

Условие выполняется так как

$$I_{\text{ФАК.ДОП.}}^* \geq I_p^* \Rightarrow 144,8\text{А} \geq 112,48\text{А}$$

Проверка на термическую стойкость к токам к.з. в послеаварийном режиме

$$S_{\text{ТУ}} = \frac{I_{\text{к.з.}} \cdot \sqrt{t_{\text{Л}}}}{C}, \quad (2.6)$$

где  $C=95$  – постоянное значение для кабелей с алюминиевыми жилами 10кВ.

Время отключения линии  $t_{\text{Л}} = 0,73\text{с}$ .

$$S_{\text{ТУ}} = \frac{12500 \cdot \sqrt{0.73}}{95} = 112.42\text{мм}^2$$

Условие  $35\text{мм}^2 \geq 112,42\text{мм}^2$  не выполняется, выбираем кабель  $120\text{мм}^2$   $I=232\text{А}$ .

Проверка кабеля по потере напряжения в аварийном режиме.

$$\Delta U\% = \Delta U^* \cdot L \cdot S_p^*, \quad (2.7)$$

$$S_p^* = \frac{S_p}{n}, \quad (2.8)$$

$$S_p^* = \frac{1948,46}{1} = 1948,46 \text{кВА}$$

$L=1.987$  км.  $n$  - количество кабелей.

$S_p^*$  - мощность, передаваемая по одной кабельной линии.

$\Delta U^*=0.3$  табличная удельная величина потери напряжения МВт·км для линий 6-10кВ

$$\Delta U\% = 0,3 \cdot 1,987 \cdot 1,94846 = 1,16\%$$

Условие по потере напряжения выполняется.

### 2.3 Расчёт капиталовложений

Инвестиции в кабельные линии (КЛ):

При прокладке кабеля учитываются переходы через дорожные покрытия.

Грунтовая категория - II (включает легкий суглинок, лёсс, гравий, песок щебнем, супесь со строительными отходами).

Длина кабеля от ГПП до ТП2 2x1768м.

от ГПП до ТП1 2x1807м.

от ТП1 до ТП3 2x165м.

Всего 7480м.

Длина КЛ линии из четырёх кабелей составляет  $l_4 = 1739$ м.

Длина КЛ линий из двух кабелей составляет  $l_2 = 262$ м.

Для расчёта используем укрупнённые стоимостные показатели.

$$K_{\text{КЛ(Вар.1)}} = (k_{\text{п.к.}} \cdot l) + (k_{\text{с.ч.2}} \cdot l_2) + (k_{\text{с.ч.4}} \cdot l_4), \quad (2.9)$$

Где:  $k_{\text{п.к.}}$ - обобщенные стоимостные оценки для прокладки кабелей с учетом материалов:

$k_{\text{с.ч.2}}$ - обобщенные стоимостные данные для строительной части при прокладке двух кабелей.

$k_{\text{с.ч.4}}$ - обобщенные стоимостные данные для строительной части при прокладке четырех кабелей.

$$K_{\text{КЛ(Вар.1)}} = 1026 \cdot 7.48 + 324 \cdot 0.262 + 504 \cdot 1.739 = 8.635.824 \text{тг}$$

Капиталовложения в подстанции:

$$K_{\frac{\Pi}{C(\text{Вар.1})}} = k_{O.} + k_{C.ч.}, \quad (2.10)$$

Где:  $k_{O.}$ - стоимость установленного оборудования на трех подстанциях.

$k_{C.ч.}$ - обобщенные стоимостные оценки строительной части здания закрытых распределительных устройств с напряжением 6-10 кВ без учета стоимости электрооборудования.

$$K_{\frac{\Pi}{C(\text{Вар.1})}} = 3589,6 + 3 * 11970 = 39.499.600 \text{ тг}$$

Суммарные капиталовложения по вариантам:

$$K_{\text{СУМ(ВАР 1)}} = K_{\text{К.Л(Вар.1)}} + K_{\frac{\Pi}{C(\text{Вар.1})}}, \quad (2.11)$$

$$K_{\text{СУМ(ВАР 1)}} = 8635.824 + 39499.6 = 48.135.424 \text{ тг}$$

## 2.4 Расчёт ежегодных издержек

Ежегодные издержки по КЛ:

Издержки на обслуживание и амортизационные отчисления на капитальный ремонт.

$$I_{\text{К.Л(Вар.1)}}^{\text{обс}} = \frac{(\alpha_{\text{ам}}^{\text{к.р}} + \alpha_{\text{об}})}{100} \cdot K_{\text{К.Л(Вар.1)}}, \quad (2.12)$$

Где:  $\alpha_{\text{ам}}^{\text{к.р}}$ - амортизационные отчисления на капитальный ремонт в % от капитальных затрат = 0,3

$\alpha_{\text{об}}$ - затраты на обслуживание в % капитальных затрат = 2

$$I_{\text{К.Л(Вар.1)}}^{\text{обс}} = \frac{(0,3 + 2)}{100} \cdot 8635,824 = 198.620 \text{ тг/год}$$

Амортизационные отчисления на реновацию

$$I_{\text{К.Л(Вар.1)}}^{\text{рен}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}^{\text{рен}}}{100} \cdot K_{\text{К.Л(Вар.1)}}, \quad (2.13)$$

Где:  $\alpha_{\text{ам}}^{\text{рен}}$ - амортизационные отчисления на реновацию в % капитальных затрат = 5

$$I_{\text{К.Л(Вар.1)}}^{\text{рен}} = \frac{5}{100} \cdot 8635.824 = 431.790 \text{ тг/год}$$

Ежегодные издержки по подстанции:

Издержки на обслуживание и амортизационные отчисления на капитальный ремонт.

$$I_{\text{С(Вар.1)}}^{\text{обс}}_{\text{П}} = \frac{(\alpha_{\text{ам}}^{\text{к.р}} + \alpha_{\text{об}})}{100} \cdot K_{\text{С(Вар.1)}}_{\text{П}}, \quad (2.14)$$

Где:  $\alpha_{\text{ам}}^{\text{к.р}}$  - амортизационные отчисления на капитальный ремонт в % от капитальных затрат = 2,5

$\alpha_{\text{об}}$  - затраты на обслуживание в % капитальных затрат = 3

$$I_{\text{С(Вар.1)}}^{\text{обс}}_{\text{П}} = \frac{(2,5 + 3)}{100} \cdot 39499,6 = 2.172.490 \text{ тг/год}$$

Амортизационные отчисления на реновацию

$$I_{\text{С(Вар.1)}}^{\text{рен}}_{\text{П}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}^{\text{рен}}}{100} \cdot K_{\text{С(Вар.1)}}_{\text{П}}, \quad (2.15)$$

Где:  $\alpha_{\text{ам}}^{\text{рен}}$  - амортизационные отчисления на реновацию в % капитальных затрат = 3,3

$$I_{\text{С(Вар.1)}}^{\text{рен}}_{\text{П}} = \frac{3,3}{100} \cdot 39499,6 = 1.303.490 \text{ тг./год}$$

Суммарные издержки на обслуживание и амортизационные отчисления на капитальный ремонт.

$$I_{\text{Сум(Вар 1)}}^{\text{обс}} = I_{\text{К.Л(Вар 1)}}^{\text{обс}} + I_{\text{С(Вар.1)}}^{\text{обс}}_{\text{П}} = 198,62 + 2172,49 = 2.371.110 \text{ тг/год}$$

Суммарные амортизационные отчисления на реновацию.

$$I_{\text{Сум(Вар 1)}}^{\text{рен}} = I_{\text{К.Л(Вар 1)}}^{\text{рен}} + I_{\text{С(Вар.1)}}^{\text{рен}}_{\text{П}} = 431,79 + 1303,49 = 1.735.280 \text{ тг./год}$$

## 2.5 Издержки на компенсацию годовых потерь электроэнергии

Потери в линиях электропередачи.

Потери электрической энергии в линии рассчитываем по времени наибольших потерь.

$$\Delta W_{Л} = \frac{S^2}{U^2} \cdot R_{Л} \cdot \tau_{\max}, \quad (2.16)$$

$S$  – максимальная передаваемая мощность по электрической сети,

$U$  – напряжение в электросети

$R_{Л}$  – активное сопротивление линии

Для типовых графиков нагрузки время наибольших потерь ( $\tau$ ) определяется по следующей формуле:

$$\tau_{\max} = (0,124 + T * 10^{-4})^2 * 8760, \quad (2.17)$$

$T$  – время использования максимальной нагрузки.

$T = 5400$ ч.

Линия 1 от ГПП до ТП2  $l = 2 \times 1768$ м.  $S = 265,06$ кВА

Линия 2 от ГПП до ТП1  $l = 2 \times 1807$ м.  $S = 1637,39$ кВА

Линия 3 от ТП1 до ТП3  $l = 2 \times 165$ м.  $S = 366,16$ кВА

Активное сопротивление кабеля  $r_0 = 0,253$  Ом/км.

$$R_{Л(1)} = r_0 \cdot \frac{l}{2} = 0,253 \cdot \frac{1,768}{2} = 0,223 \text{ Ом}$$

$$R_{Л(2)} = r_0 \cdot \frac{l}{2} = 0,253 \cdot \frac{1,807}{2} = 0,228 \text{ Ом}$$

$$R_{Л(3)} = r_0 \cdot \frac{l}{2} = 0,253 \cdot \frac{0,165}{2} = 0,021 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{Л(1)} = \frac{265,06^2}{10^2} \cdot 0,223 \cdot 3862,24 = 605107,5 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \approx 605,11 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{Л(2)} = \frac{1637,39^2}{10^2} \cdot 0,228 \cdot 3862,24 = 23609042 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \approx 23609 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{Л(3)} = \frac{366,16^2}{10^2} \cdot 0,021 \cdot 3862,24 = 108742,8 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \approx 108,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Общие потери электроэнергии в линиях:

$$\Delta W_{Л(\text{вар}1)} = \Delta W_{Л(1)} + \Delta W_{Л(2)} + \Delta W_{Л(3)}, \quad (2.18)$$

$$\Delta W_{Л(\text{вар1})} = 605,11 + 23609 + 108,7 = 24322,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери в электроэнергии в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{тр}} \leftrightarrow = n \Delta P_{\text{хх}} \leftrightarrow T_{\text{год}} + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{кз}} \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \tau_{\text{max}}, \quad (2.19)$$

$$T_{\text{год}} = 8760 \text{ ч.}$$

Где:  $\Delta P_{\text{хх}}$  - потери холостого хода кВт.

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

$S_{\text{max}}$  - максимальная электрическая нагрузка МВА.

$S_{\text{н}}$  - номинальная мощность трансформатора МВА.

$n$  - количество трансформаторов.

Таблица 2.2 - Потери в электроэнергии

Трансформатор	Потери Вт. ХХ	Потери Вт. КЗ	Ток ХХ%	Напряжение КЗ%
ТМГ 250кВА	550	3100	2,3	4,5
ТМГ 400 кВА	800	5500	2,1	4,5
ТМГ 1000 кВА	1550	10200	2	5,5

ТП1- два трансформатора ТМГ  $S_{\text{н}}=1000\text{кВА}$   $S_{\text{max}}=1271,23\text{кВА}$

ТП2- два трансформатора ТМГ  $S_{\text{н}}=250\text{кВА}$   $S_{\text{max}}=265,06\text{кВА}$

ТП3- два трансформатора ТМГ  $S_{\text{н}}=400\text{кВА}$   $S_{\text{max}}=366,16\text{кВА}$

Потери составляют:

$$\Delta W_{\text{тр.ТП1}} = 2 \cdot 0,55 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 3,1 \cdot \left( \frac{0,265}{0,25} \right)^2 \cdot 3862,24 = 16362,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_{\text{тр.ТП3}} = 2 \cdot 0,8 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 5,5 \cdot \left( \frac{0,366}{0,4} \right)^2 \cdot 3862,24 = 22908,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Общие потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР(вар1)}} = \Delta W_{\text{ТР(вар2)}} = \Delta W_{\text{ТР(ТП1)}} + \Delta W_{\text{ТР(ТП2)}} + \Delta W_{\text{ТР(ТП3)}}, \quad (2.20)$$

$$\Delta W_{\text{ТР(вар1)}} = 58976 + 16362,4 + 22908,3 = 98246,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Потери электроэнергии по вариантам

$$\Delta W_{\text{сум(вар1)}} = \Delta W_{\text{Л(вар1)}} + \Delta W_{\text{ТР(вар1)}}, \quad (2.21)$$

$$\Delta W_{\text{сум(вар1)}} = 24322,8 + 98246,7 = 122569,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Суммарные издержки на компенсацию потерь по вариантам

$C_{\text{эл}}=1,35$  тг./кВт·ч – средний тариф за электроэнергию.

$$I_{\text{пот(Вар 1)}} = C_{\text{эл}} * \Delta W_{\text{сум(вар1)}}, \quad (2.22)$$

$$I_{\text{пот(Вар 1)}} = C_{\text{эл}} * \Delta W_{\text{сум(вар1)}} = 1,35 * 122569,5 = 165.469 \text{ тг/год}$$

Таблица 2.3 - Основные технико-экономические показатели сравниваемых вариантов

Показатели	Значение
Капиталовложения, тг.	48.135.424
Затраты на обслуживание оборудования и амортизационные отчисления на капитальный ремонт, измеряемые в тенге в год.	2.371.110
Амортизационные издержки на реновацию, тг/год	1.735.280
Стоимость годовых потерь электроэнергии, тг/год	165.469

Таблица 2.4 - Оценка экономической эффективности варианта внешнего электроснабжения предприятия

Показатель	Значение
1	2
Количество сэкономленной электроэнергии $\Delta W = W_{\text{сумII}} - W_{\text{сумI}}$ , кВт·ч	7635,5
Стоимость сэкономленной электроэнергии, $\Delta I_{\text{пот}} = I_{\text{потII}} - I_{\text{потI}}$ , тг./год	10.300
Разница в издержках на обслуживание и амортизационных отчислениях на капитальный ремонт $\Delta I^{\text{обс}} = I_{\text{сумI}}^{\text{обс}} - I_{\text{сумII}}^{\text{обс}}$ , тг./год	59.300
Балансовая прибыль $\Pi_{\delta} = \Delta I_{\text{пот}} - \Delta I^{\text{обс}}$ , тг./год	49.000

В результате анализа можно сделать вывод, что расчетная прибыль является положительной, что свидетельствует о хорошей окупаемости проекта (49.000 тг/год).

### **3 Разработка и применения современных технологии для офисных зданий**

#### **3.1 Автоматическое включение резервного питания (АВР) и оборудования**

Обеспечение гарантированного электропитания здания является крайне необходимым, так как работа Офисного Комплекса является ежедневной, непрерывной. В случае перебоев с электропитанием зданию необходимо автономно поддерживать своё энергообеспечение. Для этих целей около здания находится дизель-генераторная установка (ДГУ), расположенная в специальном контейнере из поглощающего шум материала.

На данный момент подключением ДГУ в случае сбоя на городских электросетях занимаются сотрудники Комплекса, работающие круглосуточно. Несмотря на то, что большинство АРМов имеют при себе источники бесперебойного питания, их действие рассчитано на короткий промежуток времени. За этот промежуток сотрудник, отвечающий за подключение ДГУ, должен среагировать на отсутствие электропитания в здании, добраться до установки в кратчайшее время и произвести запуск.

Весь вышеописанный процесс занимает достаточно большое количество времени. В связи с этим подключение резервной дизель-генераторной установки (ДГУ) в здании Офисного Комплекса нуждается в автоматизации.

Основной целью является разработка автоматического подключения резервного питания для здания Офисного Комплекса по адресу Алдабергенова, 119.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- ознакомиться с деятельностью предприятия;
- изучить требования правил устройства электроустановок (ПУЭ) по надежности электроснабжения;
- изучить способы гарантированного питания для электропотребителей;
- рассмотреть автономные источники электроснабжения;
- выбрать конкретное оборудование для схемы АВР;
- разработать схему подключения резервной дизель-генераторной установки.

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточиванию электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящего к нарушению нормального технологического процесса.

Устройства АВР также рекомендуется предусматривать, если при их применении возможно упрощение релейной защиты, снижение токов короткого замыкания (КЗ) и удешевление аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

Устройства АВР могут устанавливаться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, электродвигателях и т. п.

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах.

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать, как правило, без дополнительной выдержки времени, выключатель резервного источника питания. При этом должна быть обеспечена однократность действия устройства.

Для обеспечения действия АВР при обесточении питаемого элемента в связи с исчезновением напряжения со стороны питания рабочего источника, а также при отключении выключателя с приемной стороны (например, для случаев, когда релейная защита рабочего элемента действует только на отключение выключателей со стороны питания) в схеме АВР должен предусматриваться пусковой орган напряжения. Указанный пусковой орган при исчезновении напряжения на питаемом элементе и при наличии напряжения со стороны питания резервного источника должен действовать с выдержкой времени на отключение выключателя рабочего источника питания с приемной стороны. Пусковой орган напряжения АВР не должен предусматриваться, если рабочий и резервный элементы имеют один источник питания.

Для трансформаторов и линий малой протяженности с целью ускорения действия АВР целесообразно выполнять релейную защиту с действием на отключение не только выключателя со стороны питания, но и выключателя с приемной стороны. С этой же целью в наиболее ответственных случаях (например, на собственных нуждах электростанций) при отключении по каким-либо причинам выключателя только со стороны питания должно быть обеспечено немедленное отключение выключателя с приемной стороны по цепи блокировки.

Минимальный элемент напряжения пускового органа АВР, реагирующий на исчезновение напряжения рабочего источника, должен быть отстроен от режима самозапуска электродвигателей и от снижения напряжения при удаленных КЗ. Напряжение срабатывания элемента контроля напряжения на шинах резервного источника пускового органа АВР должно выбираться по возможности, исходя из условия самозапуска электродвигателей. Время действия пускового органа АВР должно быть больше времени отключения внешних КЗ, при которых снижение напряжения вызывает срабатывание элемента минимального напряжения пускового органа, и, как правило, больше времени действия АПВ со стороны питания.

Минимальный элемент напряжения пускового органа АВР, как правило, должен быть выполнен так, чтобы исключалась его ложная работа при

перегорании одного из предохранителей трансформатора напряжения со стороны обмотки высшего или низшего напряжения; при защите обмотки низшего напряжения автоматическим выключателем при его отключении действие пускового органа должно блокироваться. Допускается не учитывать данное требование при выполнении устройств АВР в распределительных сетях 6-10кВ, если для этого требуется специальная установка трансформатора напряжения.

Если при использовании пуска АВР по напряжению время его действия может оказаться недопустимо большим (например, при наличии в составе нагрузки значительной доли синхронных электродвигателей), рекомендуется применять в дополнение к пусковому органу напряжения пусковые органы других типов (например, реагирующие на исчезновение тока, снижение частоты, изменение направления мощности и т. п.).

В случае применения пускового органа частоты последний при снижении частоты со стороны рабочего источника питания до заданного значения и при нормальной частоте со стороны резервного питания должен действовать с выдержкой времени на отключение выключателя рабочего источника питания.

При технологической необходимости может выполняться пуск устройства автоматического включения резервного оборудования от различных специальных датчиков (давления, уровня и т. п.).

Схема устройства АВР источников питания собственных нужд электростанций после включения резервного источника питания взамен одного из отключающих рабочих источников должна сохранять возможность действия при отключении других рабочих источников питания.

При выполнении устройств АВР следует проверять условия перегрузки резервного источника питания и самозапуска электродвигателей и, если имеет место чрезмерная перегрузка или не обеспечивается самозапуск, выполнять разгрузку при действии АВР (например, отключение неответственных, а в некоторых случаях и части ответственных электродвигателей).

При выполнении АВР должна учитываться недопустимость его действия на включение потребителей, отключенных устройствами АЧР. С этой целью должны применяться специальные мероприятия (например, блокировка по частоте); в отдельных случаях при специальном обосновании невозможности выполнения указанных мероприятий допускается не предусматривать АВР.

При действии устройства АВР, когда возможно включение выключателя на КЗ, как правило, должно предусматриваться ускорение действия защиты этого выключателя. При этом должны быть приняты меры для предотвращения отключений резервного питания по цепи ускорения защиты за счет бросков тока включения.

С этой целью на выключателях источников резервного питания собственных нужд электростанций ускорение защиты должно предусматриваться только в случае, если ее выдержка времени превышает 1-1,2 секунды; при этом в цепь ускорения должна быть введена выдержка времени

около 0,5 секунды. Для прочих электроустановок значения выдержек времени принимаются, исходя из конкретных условий.

В случае, когда в результате действия АВР возможно несинхронное включение синхронных компенсаторов или синхронных электродвигателей и если оно для них недопустимо, а также для исключения подпитки от этих машин места повреждения, следует при исчезновении питания автоматически отключать синхронные машины или переводить их в асинхронный режим отключением АГП и последующим автоматическим включением или ресинхронизацией после восстановления напряжения в результате успешного АВР.

Для предотвращения включения резервного источника от АВР до отключения синхронных машин допускается применять замедление АВР. Если последнее недопустимо для остальной нагрузки, допускается при специальном обосновании отключать от пускового органа АВР линию, связывающую шины рабочего питания с нагрузкой, содержащей синхронные электродвигатели.

Для подстанций с синхронными компенсаторами или синхронными электродвигателями должны применяться меры, предотвращающие неправильную работу АЧР при действии АВР.

С целью предотвращения включения резервного источника питания на КЗ при неявном резерве, предотвращения его перегрузки, облегчения самозапуска, а также восстановления наиболее простыми средствами нормальной схемы электроустановки после аварийного отключения и действия устройства автоматики рекомендуется применять сочетание устройств АВР и АПВ. Устройства АВР должны действовать при внутренних повреждениях рабочего источника, АПВ – при прочих повреждениях.

После успешного действия устройств АПВ или АВР должно, как правило, обеспечиваться более полное автоматическое восстановление схемы до аварийного режима (например, для подстанций с упрощенными схемами электрических соединений со стороны высшего напряжения – отключение включенного при действии АВР секционного выключателя на стороне низшего напряжения после успешного АПВ питающей линии).

### **3.2. Способы гарантированного питания для электропотребителей**

Существует несколько принципиально разных способов гарантированного питания для электропотребителей.

Одним из способов бесперебойной подачи напряжения является раздельное питание потребителя двумя независимыми источниками электроэнергии, один из которых является основным (рабочим), а второй резервным. В качестве основного источника используется рабочая линия подстанции, а в качестве резервного источника может использоваться вторая (резервная) линия подстанции, автономный генератор тока или устройство бесперебойного питания.

В аварийной ситуации при исчезновении напряжения со стороны основного источника электроэнергии важно обеспечить быстрое включение резервного источника. Для этих целей служит автоматический ввод резерва, который автоматически переключает подачу напряжения между рабочим и резервным источниками, обеспечивая непрерывную подачу электричества потребителю.

Принцип автоматического ввода резерва схематично изображен на рисунке 3.1.

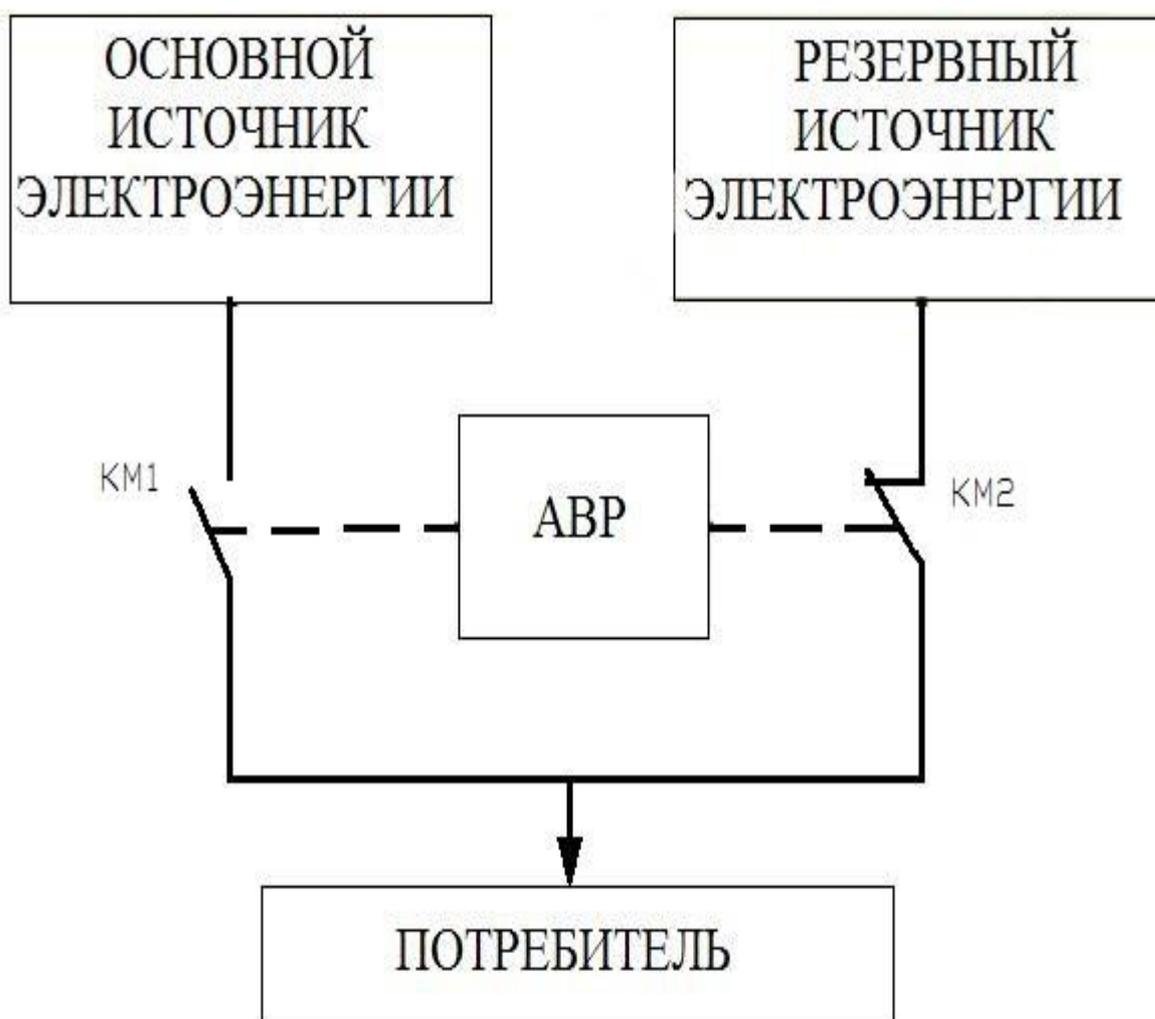


Рисунок 3.1 – Автоматический ввод резерва

КМ1 – замыкающий контакт, КМ2 – размыкающий контакт.

Простейшая схема АВР, которую можно применить для однофазной сети собственного дома, небольшого производственного или административного здания приведена на рисунке 3.2. Схема выполнена на одном контакторе КМ1, двух однополюсных автоматических выключателей SF1 и SF2, и одном двухполюсном автоматическом выключателе QF1.

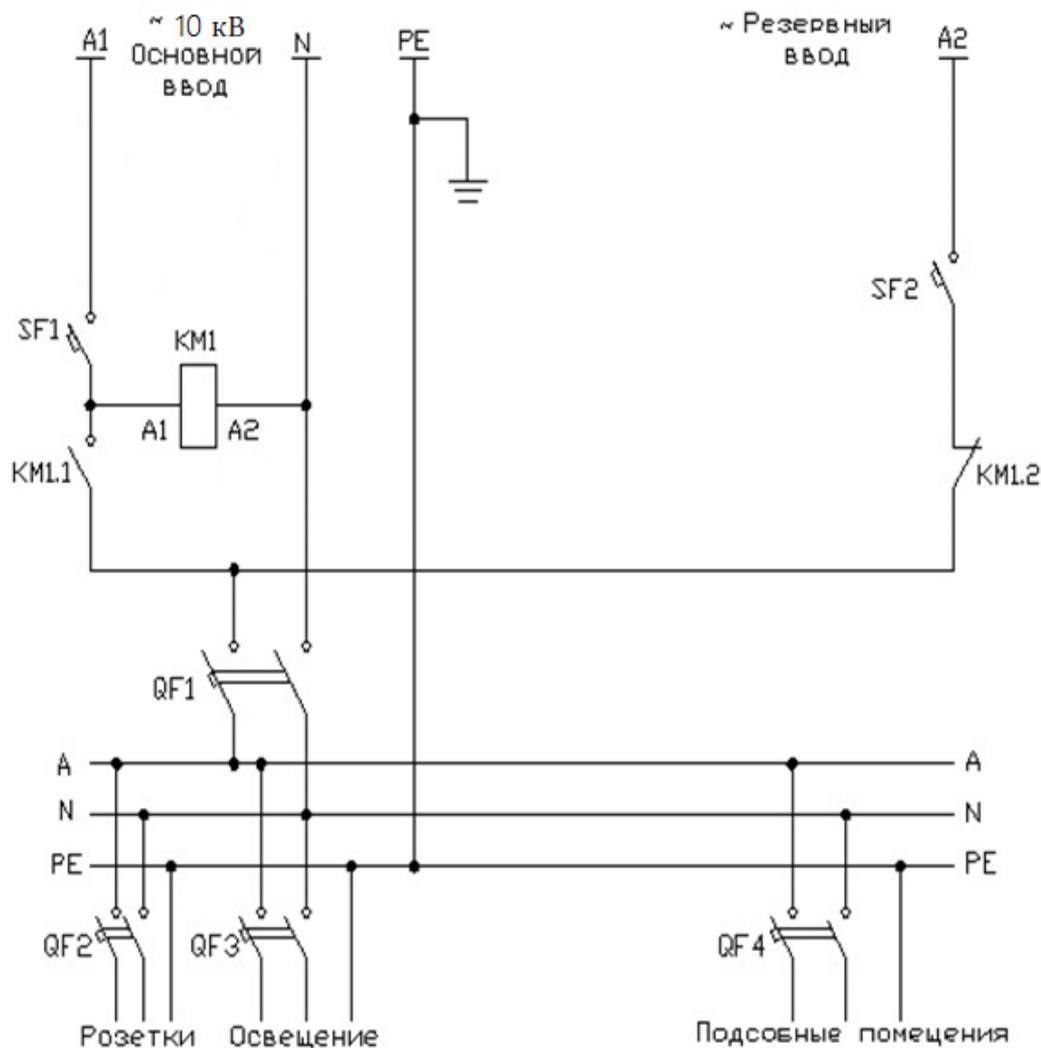


Рисунок 3.2 – Схема АВР для однофазной сети на одном контакторе

При первом включении АВР в работу поочередно включаем автоматы SF1 и SF2.

В рабочем режиме напряжение питания от основного ввода поступает на катушку контактора KM1. Контактор срабатывает и его замыкающий контакт KM1.1 замыкается, а размыкающий KM1.2 размыкается. Схема АВР для однофазной сети при работе основного ввода представлена на рисунке 3.3.

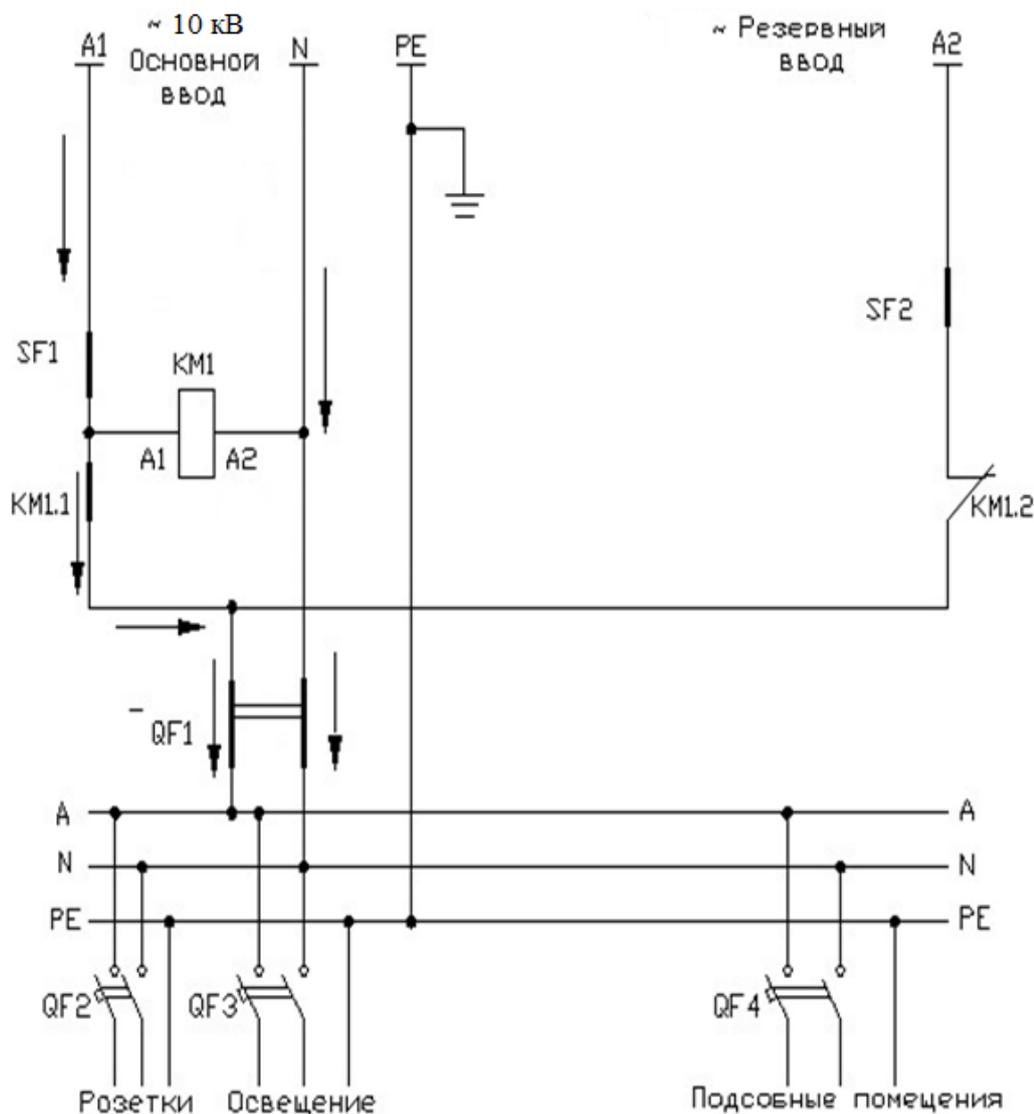


Рисунок 3.3 – Схема АВР для однофазной сети при работе основного ввода

Фаза А1 через однополюсный выключатель SF1 и силовой контакт KM1.1 приходит на вход двухполюсного выключателя QF1. Ноль N нигде не разрывается, а сразу подключается на второй вход выключателя QF1. При включении QF1 его контакты замыкаются, и напряжение основного ввода поступает в сеть к потребителю.

В аварийном режиме, когда напряжение на основном вводе отсутствует, катушка контактора обесточивается, контакт KM1.1 размыкается, а KM1.2 становится замкнутым.

Схема АВР для однофазной сети при работе резервного ввода представлена на рисунке 3.4.

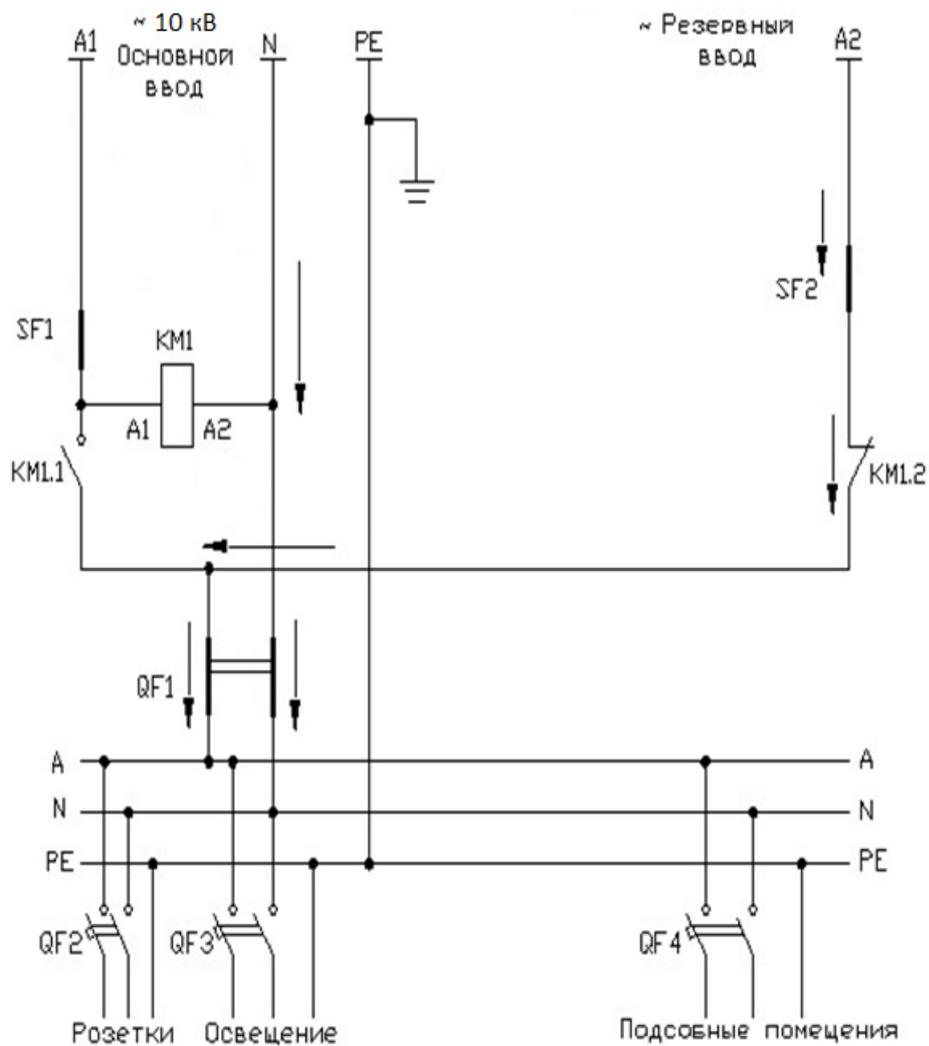


Рисунок 3. 4 – Схема АВР для однофазной сети при работе резервного ввода

Теперь от резервного ввода фаза А2 через выключатели SF2, QF1 и контакт KM1.2 поступает к потребителю в сеть.

При восстановлении питания на основном вводе на катушку контактора KM1 вновь поступает напряжение и контактор срабатывает. При этом контакт KM1.1 замыкается, а KM1.2 размыкается, и к потребителю опять поступает напряжение от основного ввода.

Бывают ситуации, когда при нормальном режиме работы возникает необходимость перевести питание нагрузки с основного ввода на резервный ввод. Для этого достаточно отключить автоматический выключатель SF1.

Данная схема АВР классическая и отлично работает, но при ее использовании необходимо учитывать коммутирующую мощность силовых контактов: если контакты рассчитаны на рабочий ток, например, 16 ампер, то и нагрузку к АВР следует подключать не более 16 ампер.

В случае же, когда общая потребляемая мощность, например, дома, будет более 16 ампер, то от резервного ввода можно запитать только самое

необходимое электрооборудование, которое будет обеспечивать нормальную жизнедеятельность до восстановления напряжения на основном вводе.

Однако в таком варианте схема пригодна только для объектов, где есть возможность получить от подстанции две независимые линии питающего напряжения.

Далее необходимо рассмотреть схему АВР на одном контакторе, с разрывающейся фазой и нулем.

В отличие от предыдущей схемы здесь коммутируются как фазный провод, так и нулевой, что позволяет использовать автономный источник электроэнергии, и в случае аварии полностью исключать из домашней сети неработающий ввод. А чтобы счетчик не учитывал выработанную энергию резервным вводом, ввод подключен после счетчика.

В качестве резервного питания для этого АВР можно использовать свою мини-электростанцию, дизельный или бензиновый генератор тока, бесперебойный источник питания или какой-нибудь другой автономный источник напряжения.

Схема АВР на одном контакторе, с разрывающейся фазой и нулем представлена на чертеже БР 13.03.02 025 Э31.

При первом включении АВР в работу поочередно включаем автоматы SF1 и SF2.

В рабочем режиме напряжение питания от основного ввода поступает на катушку контактора КМ1. Контактор срабатывает и своими размыкающими контактами КМ1.1 и КМ1.2 подключает домашнюю сеть к основному вводу. При этом замыкающие контакты КМ1.3 и КМ1.4 размыкаются и полностью отключают резервный ввод от домашней сети.

Схема АВР на одном контакторе, с разрывающейся фазой и нулем при работе основного ввода представлена на рисунке 3.5.

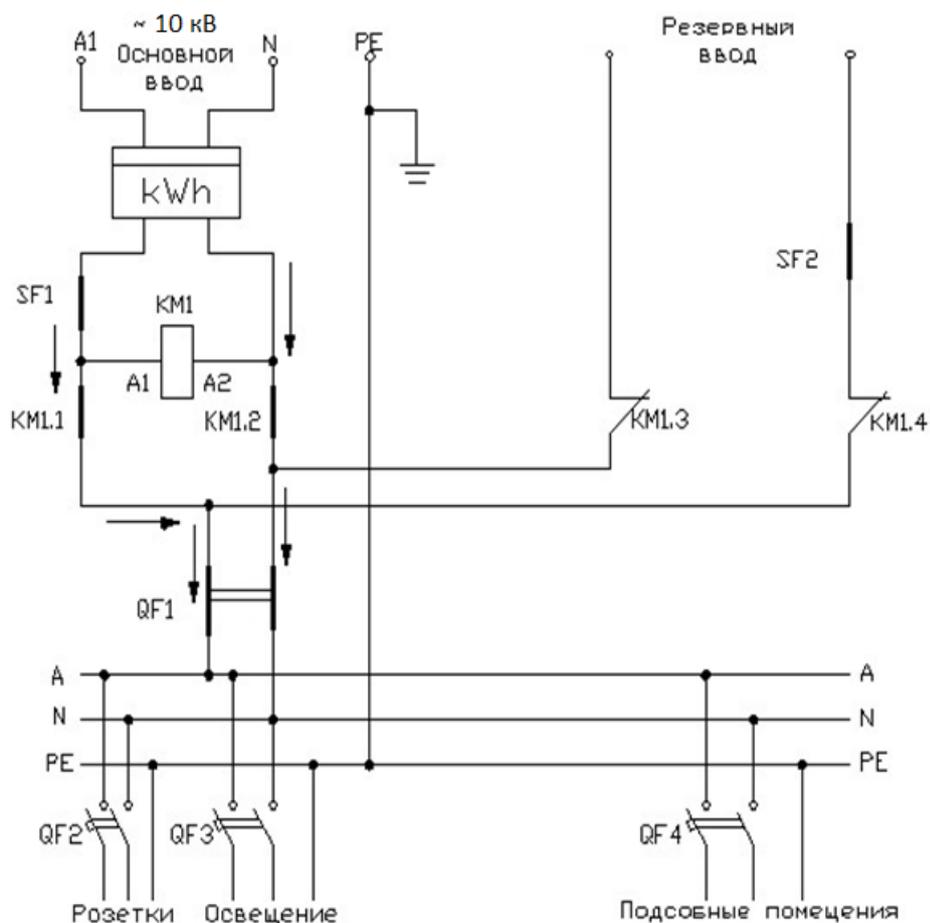


Рисунок 3. 5 – Схема АВР на одном контакторе, с разрывающейся фазой и нулем при работе основного ввода

При исчезновении напряжения на основном вводе катушка KM1 обесточивается, контакты KM1.1 и KM1.2 размыкаются и отключают фазный и нулевой провода основного ввода. Одновременно с этим контакты KM1.3 и KM1.4 становятся замкнутыми и через них напряжение с резервного ввода поступает в домашнюю сеть.

Схема АВР на одном контакторе, с разрывающейся фазой и нулем при работе резервного ввода представлена на рисунке 3.6.

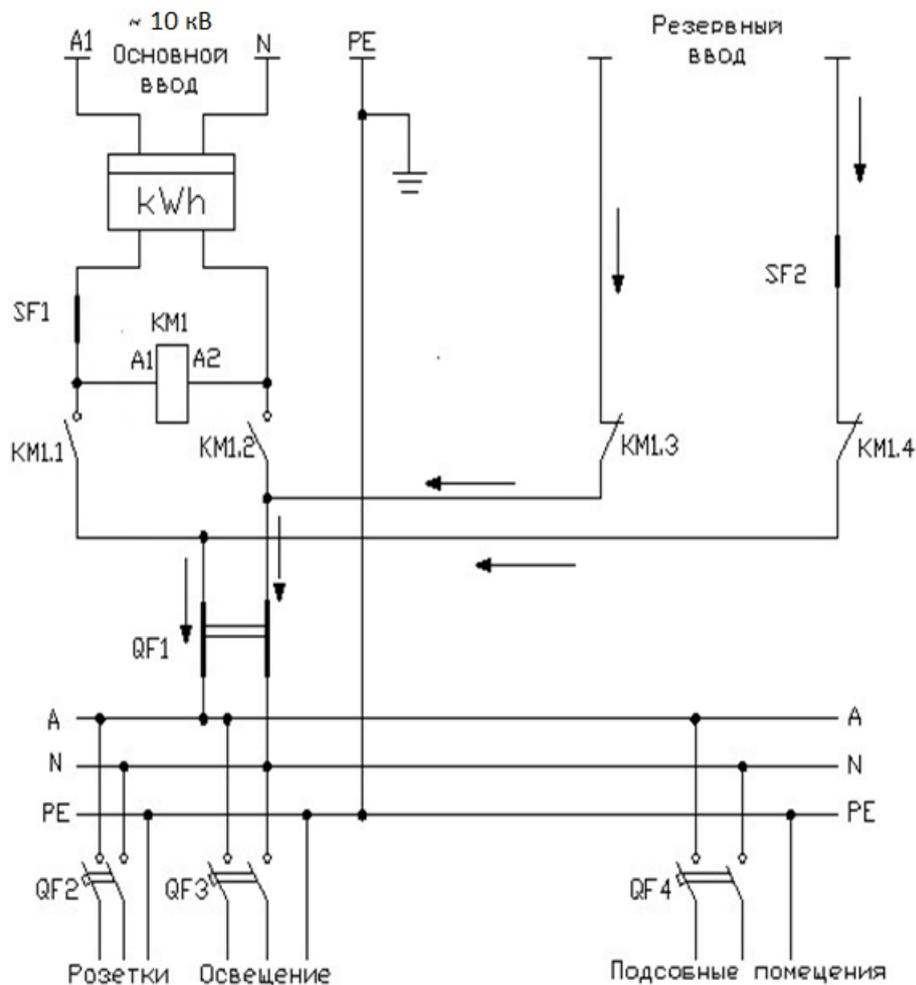


Рисунок 3. 6 – Схема АВР на одном контакторе, с разрывающейся фазой и нулем при работе резервного ввода

В данной схеме можно применить модульные контакторы типа VS463-22 230V, ESB-63-22 230V, МК-103, КМ-63, Z-SCH230/63-22, что позволяет питать нагрузку с токами до 63 ампер.

Иногда возникает ситуация, когда при возобновлении питания на основном вводе не всегда требуется переходить на него автоматически. Чтобы выполнить это условие опять немного изменим схему и добавим в нее кнопку, чтобы переключение на основной ввод происходило только при нажатии этой кнопки. Такой вариант схемы АВР (без счетчика электроэнергии) используется в некоторых электроустановках для питания оборудования КИПиА (рисунок 3.7).

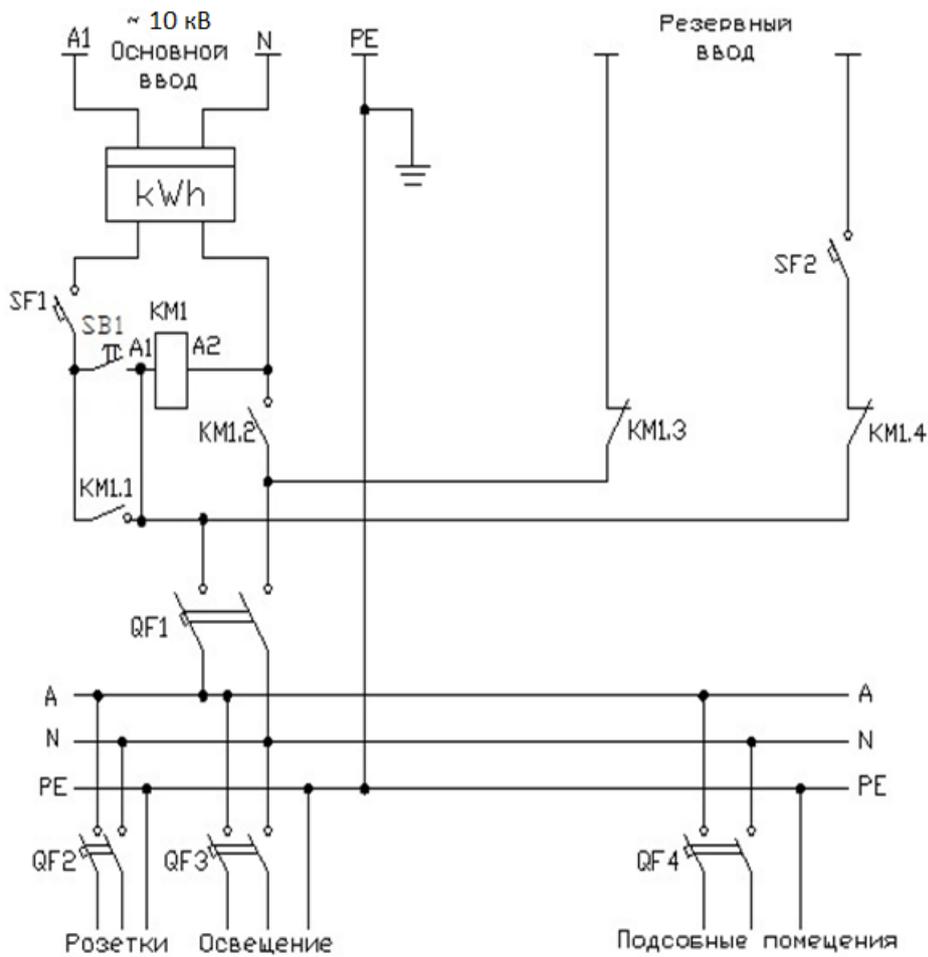


Рисунок 3. 7 – Схема АВР (без счетчика электроэнергии)

Здесь кнопка SB1 подключена параллельно контакту KM1.1, который стоит в цепи питания катушки контактора. Такое включение не позволит контактору автоматически включиться при появлении напряжения на основном вводе.

Чтобы запитать контактор вручную необходимо кратковременно нажать кнопку SB1. Напряжение попадет на катушку, контактор сработает, замкнет контакты KM1.1 и KM1.2 и подключит основной ввод к домашней сети. При этом контакты KM1.3 и KM1.4 разомкнутся и отключат резервное питание.

Конечно, чтобы включить источник резервного питания нужно в схему АВР добавить промежуточное реле, контакты которого бы запускали пусковую электронику аппаратуры резервного питания. Но это нужно делать исходя из каждого конкретного случая.

Трехфазная схема АВР на одном контакторе полностью аналогична однофазной, только источником напряжения является трехфазная сеть. Соответственно, автоматы основного и резервного ввода должны быть трехполюсными.

В этой схеме нужно четко соблюдать чередование фаз основного и резервного источников питания, т. к. трехфазные потребители, например

электродвигатели, при переходе на резервный источник питания могут начать вращаться в обратную сторону.

Принципиальная схема АВР на одном контакторе для трехфазных нагрузок представлена рисунке 3.8.

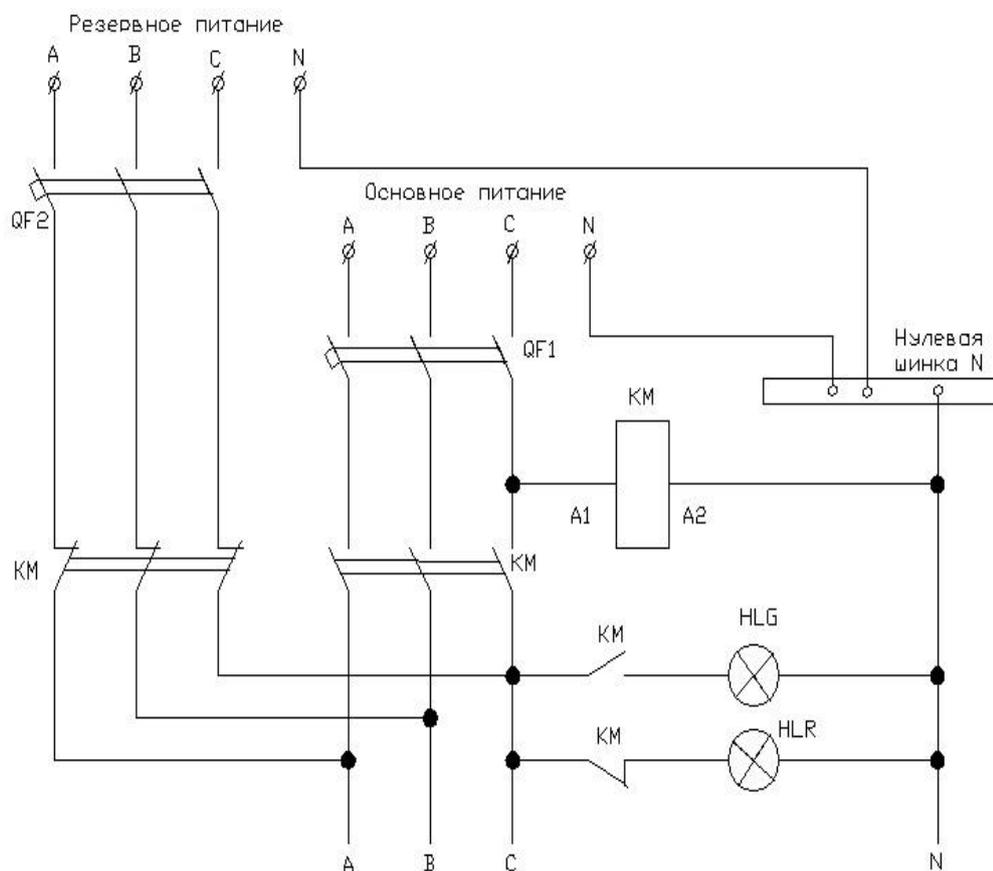


Рисунок 3.8 – Схема АВР на одном контакторе для трехфазных нагрузок

КМ – магнитный пускатель, QF1 – вводной автомат основного ввода, QF2 – вводной автомат резервного ввода, HLG – зеленая лампа, HLR – красная лампа.

Рассмотрим, например, пускатель КМ у нас подключен к фазе «С», а на основном вводе по каким-либо причинам пропало напряжение на фазе «А». Схема не перейдет на резервный ввод, а потребители фазы «А» останутся без напряжения. Поэтому для трехфазных потребителей лучше использовать другие схемы АВР, например, с применением двух контакторов и реле контроля фаз ЕЛ-11.

Данный недостаток можно исправить путем подключения магнитного пускателя на линейное напряжение сети 380 (В), т.е. между двух любых фаз (в примере – между фазой В и С), а сигнальные лампы оставить на 220 (В). Таким образом, мы будем контролировать две фазы основного питания, что отображено на чертеже БР 13.03.02 025 Э32, где КМ – магнитный пускатель, QF1 – вводной автомат основного ввода, QF2 – вводной автомат резервного ввода, HLG – зеленая лампа, HLR – красная лампа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной работы разработана система электроснабжения административно-офисного комплекса. Подача электроэнергии осуществляется от ближайшей подстанции по кабельной линии, состоящей из двух кабелей марки АПвЭП-10 с сечением  $3 \times 120 \text{ мм}^2$ , проложенных под землей. Для энергоснабжения зданий административно-офисного центра используются трансформаторные подстанции различной мощности. Защита трансформаторов и кабельных линий осуществляется с помощью вакуумных выключателей ВБСК-10 и предохранителей ПКТ101-10. Использование кабелей с оболочкой из шитого полиэтилена повышает надежность электроснабжения, а в случае аварийной ситуации продолжительность работы кабеля может достигать 8 часов в сутки.

В рамках работы выполнена релейная защита кабельных линий и трансформаторов, а также защита низковольтной сети с использованием автоматических выключателей. Были соблюдены условия безопасности, проведен расчет системы заземления.

Итогом данной работы стало приобретение знаний и навыков в области электротехники, умение работать с теоретическими и справочными материалами, что позволило принять обоснованные технико-экономические решения и разработать оптимальную схему системы электроснабжения.

Также в рамках выполнения данной выпускной квалификационной работы была разработана схема автоматического подключения резервной ДГУ для здания Офисного Комплекса в городе Талдыкорган.

Введение в использование разработанной схемы позволит обеспечить гарантированное электропитание зданию, а также уменьшить время отсутствия электропитания при отключении здания от городских электросетей. Кроме того, будет облегчен труд сотрудников компании, отвечающих за энергообеспечение здания.

Также в рамках выпускной работы были выполнены поставленные задачи:

- изучены требования правил устройства электроустановок (ПУЭ) по надежности электроснабжения;
- изучены способы гарантированного питания для электропотребителей;
- рассмотрены автономные источники электроснабжения;
- выбрано оборудование для схемы АВР;
- разработана схема подключения резервной дизель-генераторной установки.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Правила устройства электроустановок Республики Казахстан. Алматы, 2007
- 2 Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: электронное учебно-методическое пособие. -Тольятти: ФГБОУ ВО «Тольяттинский Государственный университет», 2016. -78 с.
- 3 Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение: учебное пособие. -М.: Издательский дом МЭИ, 2013. -287 с.
- 4 Гоман В.В., Тарасов Ф.Е. Проектирование и расчёт систем искусственного освещения. – Екатеринбург.: УрФУ, 2013. -76 с.
- 5 ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. -М.: Стандартинформ, 2014. -16 с.
- 6 Жидецкий В.Ц., Джигирей В.С., А.В. Мельников. Основы охраны труда. –М.: Афиша, 2000. -351 с.
- 7 Карякин Р. Н. Заземляющие устройства электроустановок. -М.: Энергосервис, 2006. -520 с.
- 8 Киреева Э.А., Шерстнев С.Н. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчёта): справочное издание. –М: КноРус, 2016. -862 с.
- 9 Козловская В.Б., Радкевич В.Н., Сацукевич В.Н. Электрическое освещение: справочник. – Минск.: Техноперспектива, 2007 – 255 с.
- 10 Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование. – Санкт-Петербург.: Лань, 2014. 191 с.
- 11 Коган, Д. А. Электропитание устройств автоматики и телемеханики: Учеб. для техникумов и колледжей ж.д. транспорта / Д. А. Коган. - Москва: ГОУ УМЦ ЖДТ, 2008. - 332 с.
- 12 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов – М: Академия, 2012; 2. Шестаков А.Н.
- 13 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. –М: Высшая школа., 1990. -368 с.
- 14 Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий. /Под общ. ред. Ю.Г.Барыбина и др. – М: Энергоатомиздат, 1990-576с.
- 15 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. Под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е.Федорова, М.Г.Зименкова; – М: Энергоатомиздат, 1991-464с.
- 16 Общие Требования К Построению, Изложению, Оформлению И Содержанию Текстового И Графического Материала СТ КазНИТУ – 09–2023

**РЕЦЕНЗИЯ**

на дипломную работу

Жилыбаева Ильяса Руслановича

6B07101-Энергетика

На тему: Проектирование электроснабжения офиса современными технологиями

Выполнено:

- а) графическая часть на 11 листах
- б) пояснительная записка на 78 страницах

**ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ**

Дипломная работа посвящена проектированию электроснабжения офиса современными технологиями.

Основная часть данной дипломной работы охватывает: технологическая часть, организационно-экономическая часть и разработка и применения современных технологии для офисных зданий, а также сделаны расчёты распределительных сетей, расчёт электрических нагрузок, расчёт токов короткого замыкания и выбор оборудования на трансформаторных подстанциях и распределительный пункт 10кВ.

В технико-экономической части приведена расчет капиталовложения и издержки на компенсацию годовых потерь электроэнергии.

Недостатком данной дипломной работы можно посчитать недостаточно рассмотрено применение современных технологий.

**Оценка работы**

Дипломная работа выполнена на «отлично» 90 (А), в связи с чем считаю автора данной работы достойным академической степени «бакалавр» по ОП 6B07101.

**Рецензент**

PhD, ассистент - профессор  
кафедры «Энергетика»

А.И.Тим. М.Тынышпаева  
Калиев Ж.Ж.

(подпись)

\_\_\_\_\_ 2024 г



**ОТЗЫВ**

**НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу

Жилыбаев Ильяс Русланович

6В07101-Энергетика

Тема: Проектирование электроснабжения офиса современными технологиями

В данной дипломной работе рассматривается электроснабжение офисного здания по улице Алдабергенова, 119 города Талдыкорган.

В дипломной работе сделаны расчеты распределительных сетей, расчёт электрических нагрузок, и расчёт токов короткого замыкания и по расчетным данным выбраны оборудования. Приведены спецификация оборудования на трансформаторных подстанциях и распределительный пункт 10кВ. Рассмотрены вопросы организационно-экономическая часть и применения современных технологии для офисных зданий.

Жилыбаев Ильяс приступил к выполнению дипломной работы в соответствии с поставленным графиком.

За время написания дипломной работы он показал себя грамотным, хорошим специалистом, способным самостоятельно заниматься поиском необходимой литературы для решения поставленных задач, умеющим пользоваться справочной литературой, компьютерными технологиями.

Дипломная работа выполнена в полном объеме, состоит из пояснительной записки на 84 стр. машинописного текста.

Считаю, что дипломная работа Жилыбаев Ильяс заслуживает оценку «отлично» (92%), а его автор – присвоения степени «бакалавр».

**Научный руководитель**

к.т.н., ассоц.-профессор

кафедры «Энергетика»

 Жуматова А.А.

«12»  2024 г

## Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

**Автор:** Жилыбаев Ильяс Русланович

**Соавтор (если имеется):**

**Тип работы:** Дипломная работа

**Название работы:** Проектирование электроснабжения офиса современными технологиями

**Научный руководитель:** Асель Жуматова

**Коэффициент Подобия 1:** 7.3

**Коэффициент Подобия 2:** 1.3

**Микропробелы:** 0

**Знаки из здругих алфавитов:** 99

**Интервалы:** 0

**Белые Знаки:** 4

**После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:**

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

Дата 18.06.2024

Заведующий кафедрой Энергетики  
Серсембаев Е.А.  


## Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

**Автор:** Жилыбаев Ильяс Русланович

**Соавтор (если имеется):**

**Тип работы:** Дипломная работа

**Название работы:** Проектирование электроснабжения офиса современными технологиями

**Научный руководитель:** Асель Жуматова

**Коэффициент Подобия 1:** 7.3

**Коэффициент Подобия 2:** 1.3

**Микропробелы:** 0

**Знаки из других алфавитов:** 99

**Интервалы:** 0

**Белые Знаки:** 4

**После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:**

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

*допустить к защите*

Дата

*12.06.2024*

*М.В.*

проверяющий эксперт

*Жуматова А.А.*