

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
"КОСТРОМСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ"

Электроэнергетический факультет очной формы обучения  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Профиль Электроснабжение

Кафедра электроснабжения и эксплуатации электрооборудования

## **КУРСОВАЯ РАБОТА**

по дисциплине «**Электроснабжение**»  
на тему: «**Электроснабжение населённого пункта**»

Выполнил: студент 734 группы

Козлов Матвей Антонович

Руководитель: Попов Н.В., кандидат технических наук, доцент

Каравеево 2020

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
"КОСТРОМСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ"

Электроэнергетический факультет

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Профиль Электроснабжение

Кафедра электроснабжения и эксплуатация электрооборудования

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к курсовой работе по дисциплине «Электроснабжение»

на тему:

«Электроснабжение населённого пункта»

Автор работы \_\_\_\_\_ 04.06.2020 \_\_\_\_\_ М.А. Козлов  
*Подпись*

Группа 734  
Руководитель работы \_\_\_\_\_ 04.06.2020 \_\_\_\_\_ В.Н. Попов  
*Подпись*

Работа защищена \_\_\_\_\_  
*Дата* *Оценка прописью*

Каравеево 2020

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«КОСТРОМСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ»

Электроэнергетический факультет

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Профиль Электроснабжение

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВУЮ РАБОТУ

по дисциплине

«ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

Студент \_\_\_\_\_ Козлов М.А. \_\_\_\_\_ группа \_\_\_\_\_ 734 \_\_\_\_\_

вариант № 04

Содержание расчетно-пояснительной записки

- 1) Введение.
- 2) Определение расчётной мощности на вводах потребителей.
- 3) Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки.
- 4) Построение схем электроснабжения и расчёт нагрузок по участкам сети 0,38 кВ.
- 5) Выбор мощности и количества трансформаторов.
- 6) Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ.
- 7) Расчет потерь напряжения на участках сети.
- 8) Определение отклонения напряжения у потребителей.
- 9) Проверка сети на запуск самого мощного электродвигателя.
- 10) Расчёт токов короткого замыкания.
- 11) Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ.
- 12) Заключение.
- 13) Литературные источники.

Перечень графического материала (1 лист):

– расположение объектов на плане с нанесением линий 0,38 кВ,  
диаграммы отклонений и потерь напряжения.

Руководитель работы \_\_\_\_\_ 16.03.2020 \_\_\_\_\_ В.Н. Попов \_\_\_\_\_

*Подпись*

Задание принято к исполнению \_\_\_\_\_ 16.03.2020 \_\_\_\_\_ М.А. Козлов \_\_\_\_\_

*Подпись*

## Календарный график выполнения курсовой работы

Неделя	Раздел
1 неделя	
2 неделя	
3 неделя	Получение задания на курсовую работу
4 неделя	
5 неделя	
6 неделя	Выбор и анализ исходных данных
7 неделя	Определение расчётной мощности на вводах потребителей
8 неделя	Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки
9 неделя	Построение схем электроснабжения и расчёт нагрузок по участкам сети 0,38 кВ
10 неделя	Выбор мощности и количества трансформаторов
11 неделя	Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ
12 неделя	Определение отклонения напряжения у потребителей
13 неделя	Расчёт токов короткого замыкания
14 неделя	Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ
15 неделя	Оформление и защита КР

## Исходные данные на проектирование

Таблица 1 – Координаты расположения потребителя

№ (номер строения)	Координата х, у.е.д.	Координата у, у.е.д.	Код	Наименование	Категория по надёжности электроснабжения
01	3	3	604	Одноквартирные дома	III
02	4	3	604	Одноквартирные дома	III
03	5	3	604	Одноквартирные дома	III
04	6	3	604	Одноквартирные дома	III
05	7	3	604	Одноквартирные дома	III
06	8	3	604	Одноквартирные дома	III
07	9	3	604	Одноквартирные дома	III
08	10	3	604	Одноквартирные дома	III
09	11	3	604	Одноквартирные дома	III
10	12	3	604	Одноквартирные дома	III
11	5	5	604	Одноквартирные дома	III
12	6	5	604	Одноквартирные дома	III
13	7	5	604	Одноквартирные дома	III
14	8	5	604	Одноквартирные дома	III
15	9	5	604	Четырёхквартирные	III
16	10	5	604	Четырёхквартирные	III
17	12	5	604	Четырёхквартирные	III
18	13	5	604	Четырёхквартирные	III
19	14	5	604	Двадцатиквартирные	III
20	16	5	604	Двадцатиквартирные	III
21	15	3	500	Начальная школа на 40 учащихся	III
22	16	3	512	Детские ясли-сад на 25 мест	III
23	18	3	518	Административное здание на 15...25 рабочих мест	III
24	1	6	525	Клуб со зрительным залом на 150...200 мест	III
25	2	6	539	Столовая на 75...100 мест	III
26	3	6	550	Магазин смешанного ассортимента на два рабочих места	III
27	4	6	314	Овощекартофелехранилище на 300...600 т.	II

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Козлов М.А.			<b>Исходные данные на проектирование</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.					5	46
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

28	2	9	565	Прачечная производительностью 1 т в смену	III
29	8	8	560	Баня на 10 мест	III
30	6	9	311	Зернохранилище емкостью 500 т с передвижными механизмами	III

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

Таблица 2 – Вечерние и дневные максимумы мощностей потребителей

№ (номер строения)	Рмд, кВт	Qмд, квар	Рмв, кВт	Qмв, квар
01	0,9	0,4	2,5	0,9
02	0,9	0,4	2,5	0,9
03	0,9	0,4	2,5	0,9
04	0,9	0,4	2,5	0,9
05	0,9	0,4	2,5	0,9
06	0,9	0,4	2,5	0,9
07	0,9	0,4	2,5	0,9
08	0,9	0,4	2,5	0,9
09	0,9	0,4	2,5	0,9
10	0,9	0,4	2,5	0,9
11	0,9	0,4	2,5	0,9
12	0,9	0,4	2,5	0,9
13	0,9	0,4	2,5	0,9
14	0,9	0,4	2,5	0,9
15	3,3	2,2	7,42	4,18
16	3,3	2,2	7,42	4,18
17	3,3	2,2	7,42	4,18
18	3,3	2,2	7,42	4,18
19	11,1	7,4	23,8	14,06
20	11,1	7,4	23,8	14,06
21	5	-	2	-
22	4	-	3	-
23	15	10	8	-
24	3	1,5	10	6
25	12	6	4	-
26	2	-	4	-
27	5	3	2	-
28	25	15	25	15
29	7	2	7	2
30	10	10	5	5

Таблица 3 – Удельные нагрузки уличного освещения

Код	Вид дороги	Ширина, м	Удельная мощность ламп, Вт/м	Условная единица длины, м
704	Поселковая с покрытием простейшего типа	9...12	4,5	40...50

## Аннотация на курсовую работу

Целью курсовой работы является закрепление теоретических сведений, необходимых для проектирования и эксплуатации электрических сетей 10 кВ и 0,38 кВ.

В работе содержится 7 рисунков, 15 таблиц, 1 лист А1, страниц 46. Лист А1 содержит план размещения зданий и сооружений в масштабе с нанесением дорог, инженерных сооружений, диаграммы отклонения напряжения.

При расчете курсовой работы были использованы:

- 1) Текстовый редактор Microsoft Office Word 2013;
- 2) Графический редактор CorelDRAW X7;
- 3) Математический пакет MathCAD.

					<i>КР.41.703.01.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8



## Содержание

1. Введение.....	10
2. Определение расчётной мощности на вводах потребителей .....	11
3. Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки .....	13
4. Построение схем электроснабжения и расчёт нагрузок по участкам сети 0,38 кВ .....	16
5. Выбор мощности и количества трансформаторов .....	22
6. Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ .....	24
7. Расчет потерь напряжения на участках сети .....	26
8. Определение отклонения напряжения у потребителей .....	28
9. Проверка сети на запуск самого мощного электродвигателя .....	31
10. Расчёт токов короткого замыкания .....	34
11. Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ .....	40
12. Заключение .....	45
13. Литературные источники .....	46

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

## 1. Введение

Электроснабжение, служит для обеспечения электроэнергией всех отраслей хозяйства: промышленности, сельского хозяйства, транспорта, городского хозяйства и т. д. В систему электроснабжения входят источники питания, повышающие и понижающие подстанции электрические, питающие распределительные электрические сети, различные вспомогательные устройства и сооружения.

Целью курсовой работы является закрепление теоретических сведений, необходимых для проектирования и эксплуатации электрических сетей 10 кВ и 0,38 кВ.

Работа состоит из восьми частей: определение расчётной мощности на вводах потребителей, выбор количества ТП, построение схем электроснабжения и расчет нагрузок по участкам, выбор трансформаторов, выбор сечений проводников, определение отклонения у потребителей, расчет токов короткого замыкания и выбор защитной аппаратуры.

					<i>КР.41.703.01.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Козлов М.А.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Попов В.Н.</i>					10	46
<i>Реценз.</i>						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

## 2. Определение расчётной мощности на вводах потребителей

За расчётные мощности на вводах производственных, бытовых и коммунально-бытовых потребителей принимаются наибольшие дневные или вечерние получасовые максимумы. Результаты расчёта мощности сводятся в таблицу 4, в этой же таблице указывается категория потребителей по надёжности электроснабжения.

Таблица 4 – Расчётные мощности на вводах потребителей

№ потребителя	Рмд, кВт	Qмд, квар	Рмв, кВт	Qмв, квар	Категория по надёжности электроснабжения
01	0,9	0,4	2,5	0,9	III
02	0,9	0,4	2,5	0,9	III
03	0,9	0,4	2,5	0,9	III
04	0,9	0,4	2,5	0,9	III
05	0,9	0,4	2,5	0,9	III
06	0,9	0,4	2,5	0,9	III
07	0,9	0,4	2,5	0,9	III
08	0,9	0,4	2,5	0,9	III
09	0,9	0,4	2,5	0,9	III
10	0,9	0,4	2,5	0,9	III
11	0,9	0,4	2,5	0,9	III
12	0,9	0,4	2,5	0,9	III
13	0,9	0,4	2,5	0,9	III
14	0,9	0,4	2,5	0,9	III
15	3,3	2,2	7,42	4,18	III
16	3,3	2,2	7,42	4,18	III
17	3,3	2,2	7,42	4,18	III
18	3,3	2,2	7,42	4,18	III
19	11,1	7,4	23,8	14,06	III
20	11,1	7,4	23,8	14,06	III
21	5	-	2	-	III
22	4	-	3	-	III
23	15	10	8	-	III
24	3	1,5	10	6	III
25	12	6	4	-	III
26	2	-	4	-	III
27	5	3	2	-	II
28	25	15	25	15	III
29	7	2	7	2	III
30	10	10	5	5	III

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Козлов М.А.			<b>Определение расчетной мощности на вводах потребителей</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.					11	46
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

Расчетные активные вечерние и дневные нагрузки многоквартирных домов определяются с учетом коэффициентов одновременности:

$$P_i = k_0 n P_{iM} ,$$

где  $k_0$  – коэффициент одновременности;

$n$  – число квартир в доме;

$P_{iM}$  – дневной либо вечерний максимум нагрузки.

Расчет четырёхквартирного дома:

$$P_{15д} = 0,55 \cdot 4 \cdot 1,5 = 3,3 \text{ кВт}$$

$$P_{15в} = 0,53 \cdot 4 \cdot 3,5 = 7,42 \text{ кВт}$$

Расчет двадцатиквартирного дома:

$$P_{19д} = 0,37 \cdot 20 \cdot 1,5 = 11,1 \text{ кВт}$$

$$P_{19в} = 0,34 \cdot 20 \cdot 3,5 = 23,8 \text{ кВт}$$

Расчетные реактивные вечерние и дневные нагрузки многоквартирных домов определяются с учетом коэффициентов одновременности:

$$Q_i = k_0 n Q_{iM} ,$$

где  $k_0$  – коэффициент одновременности;

$n$  – число квартир в доме;

$Q_{iM}$  – дневной либо вечерний максимум нагрузки.

Расчет четырёхквартирного дома:

$$Q_{15д} = 0,55 \cdot 4 \cdot 1 = 2,2 \text{ квар}$$

$$Q_{15в} = 0,55 \cdot 4 \cdot 1,9 = 4,18 \text{ квар}$$

Расчет двадцатиквартирного дома:

$$Q_{19д} = 0,37 \cdot 20 \cdot 1 = 7,4 \text{ квар}$$

$$Q_{19в} = 0,37 \cdot 20 \cdot 1,9 = 14,06 \text{ квар}$$

Рассчитываем многоквартирные дома и сводим результаты в таблицу.

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

### 3. Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки

Для определения места положения ТП в центре тяжести нагрузок ее

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i},$$

координаты вычисляются по формулам:

где  $x_i$  и  $y_i$  – координаты каждого потребителя;

$P_i$  – расчетная нагрузка потребителя.

Так как нагрузка комбинированная, поставим два трансформаторных пункта. Один будет питать производственных потребителей, а второй бытовых потребителей.

Определяем координаты ТП1:

Дневной максимум нагрузки:

$$X_d = \frac{0,9 \cdot (3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12 + 5 + 6 + 7 + 8) + 3,3 \cdot (9 + 10)}{0,9 \cdot 14 + 3,3 \cdot 4 + 11,1 \cdot 2 + 5 + 4 + 15} +$$

$$+ \frac{3,3 \cdot (12 + 13) + 11,1 \cdot (14 + 16) + 15 \cdot 5 + 16 \cdot 4 + 18 \cdot 15}{0,9 \cdot 14 + 3,3 \cdot 4 + 11,1 \cdot 2 + 5 + 4 + 15} = \frac{798,1}{72} = 11,08$$

$$Y_d = \frac{0,9 \cdot (3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 5 + 5 + 5 + 5) + 3,3 \cdot (5 + 5 + 5 + 5)}{0,9 \cdot 14 + 3,3 \cdot 4 + 11,1 \cdot 2 + 5 + 4 + 15} +$$

$$+ \frac{11,1 \cdot (5 + 5) + 3 \cdot 5 + 3 \cdot 4 + 3 \cdot 15}{0,9 \cdot 14 + 3,3 \cdot 4 + 11,1 \cdot 2 + 5 + 4 + 15} = \frac{339}{72} = 4,7$$

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>			
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>				
Разраб.		Козлов М.А.			<b>Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки</b>	<b>Лит.</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
Провер.		Попов В.Н.					13	46
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

Вечерний максимум нагрузки:

$$X_B = \frac{2,5 \cdot (3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12 + 5 + 6 + 7 + 8) + 7,42 \cdot (9 + 10)}{2,5 \cdot 14 + 7,42 \cdot 4 + 23,8 \cdot 2 + 2 + 3 + 8} +$$

$$+ \frac{7,42 \cdot (12 + 13) + 23,8 \cdot (14 + 16) + 15 \cdot 2 + 16 \cdot 3 + 18 \cdot 8}{2,5 \cdot 14 + 7,42 \cdot 4 + 23,8 \cdot 2 + 2 + 3 + 8} = \frac{1514,98}{125,28} = 12,09$$

$$Y_B = \frac{2,5 \cdot (3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 5 + 5 + 5 + 5) + 7,42 \cdot (5 + 5 + 5 + 5)}{2,5 \cdot 14 + 7,42 \cdot 4 + 23,8 \cdot 2 + 2 + 3 + 8} +$$

$$+ \frac{23,8 \cdot (5 + 5) + 3 \cdot 2 + 3 \cdot 3 + 3 \cdot 8}{2,5 \cdot 14 + 7,42 \cdot 4 + 23,8 \cdot 2 + 2 + 3 + 8} = \frac{550,4}{125,28} = 4,39$$

$$X = \frac{X_D + X_B}{2} = \frac{11,08 + 12,09}{2} = 11,59$$

$$Y = \frac{Y_D + Y_B}{2} = \frac{4,7 + 4,39}{2} = 4,55$$

Определяем координаты ТП2:

Дневной максимум нагрузки:

$$X_D = \frac{1 \cdot 3 + 2 \cdot 12 + 3 \cdot 2 + 4 \cdot 5 + 2 \cdot 25 + 8 \cdot 7 + 6 \cdot 10}{3 + 12 + 2 + 5 + 25 + 7 + 10} = \frac{219}{64} = 3,42$$

$$Y_D = \frac{6 \cdot 3 + 6 \cdot 12 + 6 \cdot 2 + 6 \cdot 5 + 9 \cdot 25 + 8 \cdot 7 + 9 \cdot 10}{3 + 12 + 2 + 5 + 25 + 7 + 10} = \frac{503}{64} = 7,86$$

Вечерний максимум нагрузки:

$$X_B = \frac{1 \cdot 10 + 2 \cdot 4 + 3 \cdot 4 + 4 \cdot 2 + 2 \cdot 25 + 8 \cdot 7 + 6 \cdot 5}{10 + 4 + 4 + 2 + 25 + 7 + 5} = \frac{174}{57} = 3,05$$

$$Y_B = \frac{6 \cdot 10 + 6 \cdot 4 + 6 \cdot 4 + 6 \cdot 2 + 9 \cdot 25 + 8 \cdot 7 + 9 \cdot 5}{10 + 4 + 4 + 2 + 25 + 7 + 5} = \frac{446}{57} = 7,82$$

$$X = \frac{X_D + X_B}{2} = \frac{3,42 + 3,05}{2} = 3,24$$

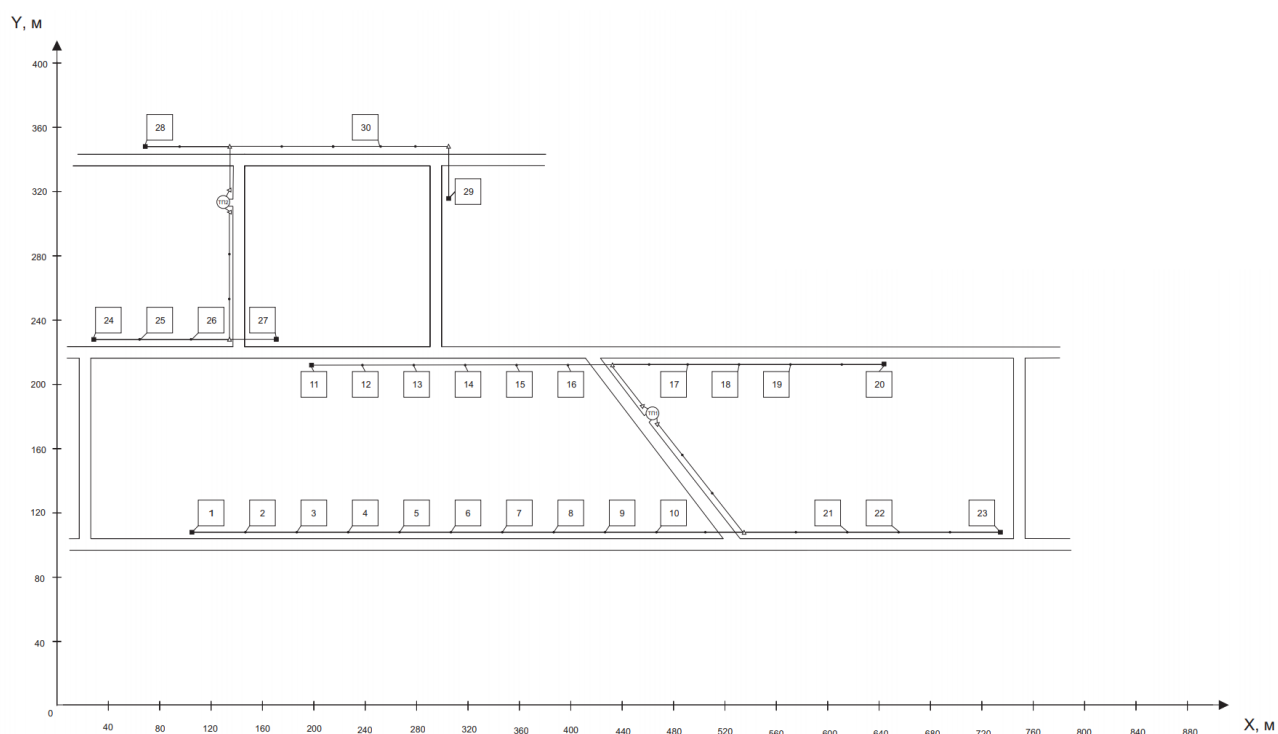
$$Y = \frac{Y_D + Y_B}{2} = \frac{7,86 + 7,82}{2} = 7,84$$

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Учитывая, что выбор места установки потребительских ТП в сельском населенном пункте зависит от планировки последнего и размещения в нем потребителей электроэнергии, а так же учитывая удобство обслуживания и близость к дорогам и постройкам, уточним координаты ТП. Результаты заносим в таблицу 5.

*Таблица 5 – Координаты расположения подстанций*

№ ТП	Координаты дневного максимума, у.е.д.		Координаты вечернего максимума, у.е.д.		Принятые координаты подстанции, у.е.д.	
	х	у	х	у	х	у
1	11,08	4,7	12,09	4,39	11,59	4,55
2	3,42	7,86	3,05	7,82	3,24	7,84



*Рисунок 1. Схема расположения потребителей*

#### 4. Построение схем электроснабжения и расчёт нагрузок по участкам сети 0,38 кВ

Трассы линий прокладываются вдоль дорог с наименьшим количеством пересечений дорог. Не допускается пересечение линий 0,38 кВ между собой. Причем от ТП должно отходить не более 3-х линий при мощности ТП до 160 кВА, не более 4-х линий при мощности 250 кВА.

Составляем расчетные схемы и рассчитаем мощности на участках линии.

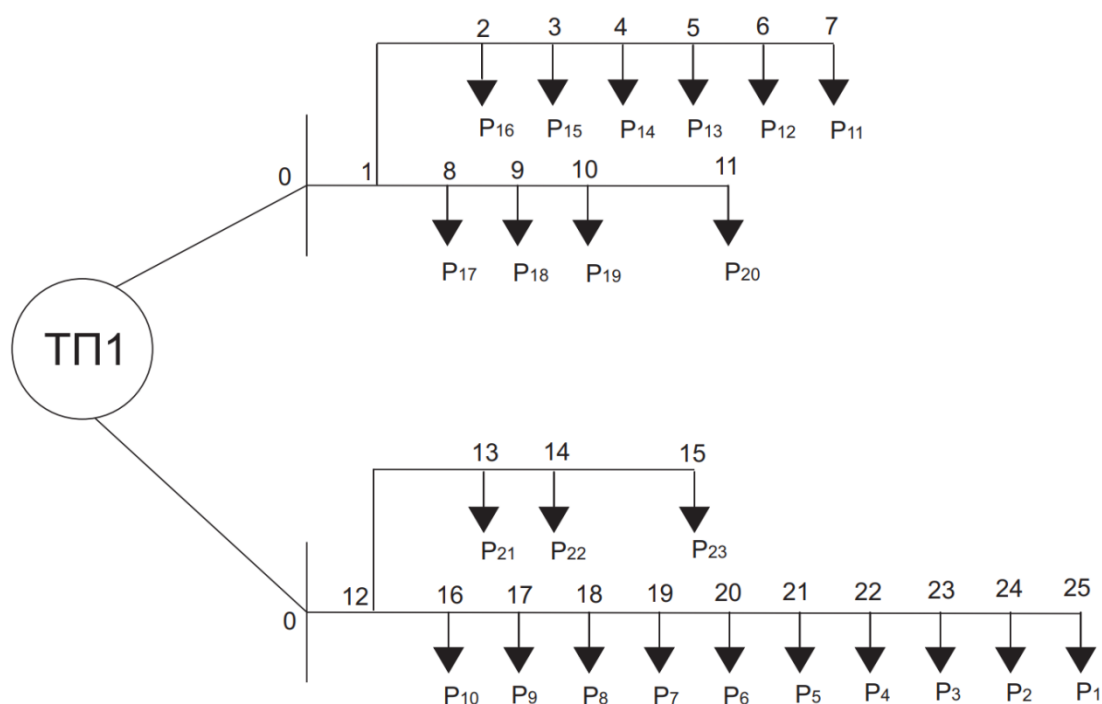


Рисунок 2. Расчетная схема для ТП1

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>		
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>			
Разраб.		Козлов М.А.			<b>Лит.</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
Провер.		Попов В.Н.				16	46
Реценз.					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.							
Утверд.							
					<i>Построение схем электроснабжения и расчет нагрузок по участкам сети 0,38 кВ</i>		



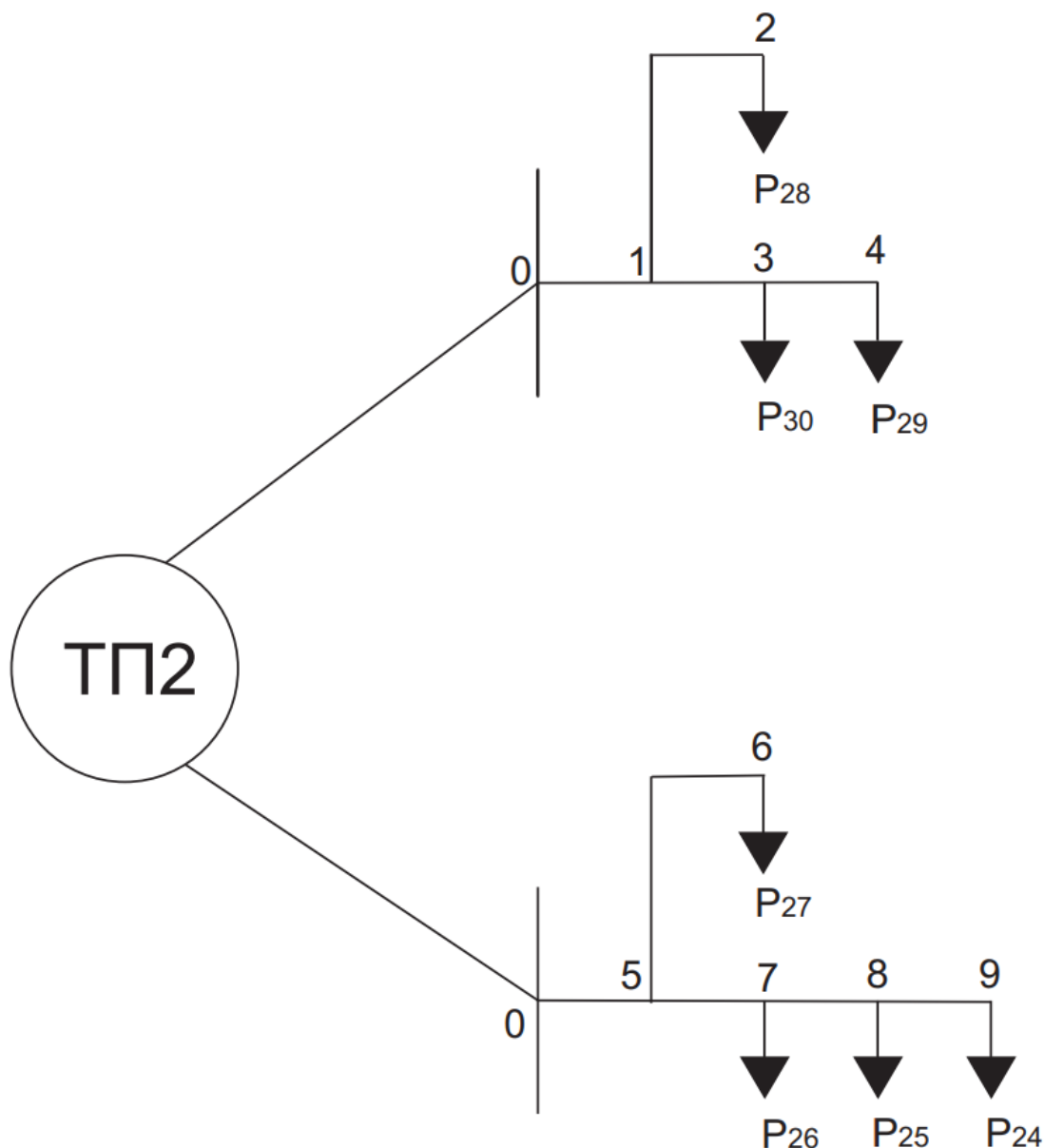


Рисунок 3. Расчетная схема для ТП2

Расчетную мощность участка линии при суммировании с учетом коэффициента одновременности определяют по формулам:

- 1) Если на участках линии присоединённые к ним потребители разнородны или нагрузка на вводах у однородных потребителей различается более чем в 4 раза, то суммирование производят с использованием добавок. Коэффициент добавки равен 0,7.

$$P_{\text{Д}} = P_{\text{Б}} + k_{\text{ДБ}} P_{\text{М}}$$

$P_{\text{Б}}$  – наибольшая мощность, кВт;

$P_{\text{М}}$  – наименьшая мощность, кВт;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$k_{ДБ}$  – коэффициент добавки;

- 2) Если суммируемые однородные нагрузки отличаются по величине друг от друга менее чем в 4 раза, то расчётные нагрузки необходимо суммировать с учётом коэффициентов одновременности.

$$P_{Д} = k_0 \sum_{i=1}^n P_{Ди} \quad P_{В} = k_0 \sum_{i=1}^n P_{Ви}$$

$k_0$  – коэффициент одновременности;

$P_{Ди}$  – дневная нагрузка потребителя, кВт;

$P_{Ви}$  – вечерняя нагрузка потребителя, кВт;

Пример расчета мощностей:

Участок 4-5 (метод коэффициента одновременности):

Коэффициент одновременности  $k_0 = 0,75$ .

Активная нагрузка:

$$P_{4-5Д} = k_0(P_{13Д} + P_{5-6Д}) = 0,66(0,9 + 1,37) = 1,5 \text{ кВт}$$

$$P_{4-5В} = k_0(P_{13В} + P_{5-6В}) = 0,66(0,4 + 0,6) = 0,66 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{4-5Д} = k_0(Q_{13Д} + Q_{5-6Д}) = 0,64(2,5 + 3,75) = 4 \text{ квар}$$

$$Q_{4-5В} = k_0(Q_{13В} + Q_{5-6В}) = 0,66(0,9 + 1,37) = 1,5 \text{ квар}$$

Полная мощность:

$$S_{4-5Д} = \sqrt{P_{4-5Д}^2 + Q_{4-5Д}^2} = \sqrt{1,5^2 + 0,66^2} = 1,64 \text{ кВА}$$

$$S_{4-5В} = \sqrt{P_{4-5В}^2 + Q_{4-5В}^2} = \sqrt{0,66^2 + 1,5^2} = 1,64 \text{ кВА}$$

Участок 3-4 (метод расчёта по надбавкам):

Активная нагрузка:

$$P_{8-9В} = P_{9-10В} + P_{18В} \cdot k_{ДБ} = 35,7 + 7,42 \cdot 0,7 = 40,9 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{8-9В} = Q_{9-10В} + Q_{18В} \cdot k_{ДБ} = 21 + 4,18 \cdot 0,7 = 23,93 \text{ квар}$$

Полная мощность:

$$S_{8-9В} = \sqrt{P_{8-9В}^2 + Q_{8-9В}^2} = \sqrt{40,9^2 + 23,93^2} = 47,39 \text{ кВА}$$

Аналогично рассчитываем мощности на остальных участках сети и сводим их в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные мощности на участках сети

№ участка	P <sub>д</sub> , кВт	Q <sub>д</sub> , квар	S <sub>д</sub> , кВА	P <sub>в</sub> , кВт	Q <sub>в</sub> , квар	S <sub>в</sub> , кВА	S <sub>МАКС</sub> , кВА	I <sub>уч</sub> , А
ТП1 Линия 1								
6-7	0,9	0,4	0,98	2,5	0,9	2,66	2,66	4,0
5-6	1,37	0,6	1,5	3,75	1,37	4,13	4,13	6,27
4-5	1,5	0,66	1,64	4	1,5	4,27	4,27	6,47
3-4	1,32	0,58	1,44	3,45	1,32	3,69	3,69	5,59
2-3	2,45	1,47	2,86	5,76	2,9	6,45	6,45	9,77
1-2	2,7	1,72	3,2	6,2	3,32	7,0	7,0	10,6
10-11	11,1	7,4	13,34	23,8	14,06	27,64	27,64	41,88
9-10	16,65	11,1	20	35,7	21	41,42	41,42	62,76
8-9	18,96	12,64	22,79	40,9	23,93	47,39	47,39	71,8
1-8	21,27	14,18	25,56	46,1	26,86	53,35	53,35	80,83
0-1	23,16	15,38	27,8	50,44	55,67	75,12	75,12	113,81
ТП1 Линия 2								
24-25	0,9	0,4	0,98	2,5	0,9	2,66	2,66	4,0
23-24	1,37	0,6	1,5	3,75	1,37	4,13	4,13	6,27
22-23	1,5	0,66	1,64	4,0	1,5	4,27	4,27	6,47
21-22	1,32	0,58	1,44	3,45	1,32	3,69	3,69	5,59
20-21	1,18	0,52	1,29	3,15	1,22	3,38	3,38	5,12
19-20	1,01	0,45	1,1	2,66	1,0	2,84	2,84	4,3
18-19	0,94	0,42	1,0	2,43	0,93	2,6	2,6	3,94
17-18	0,8	0,36	0,88	2,04	0,8	2,22	2,22	3,36
16-17	0,75	0,33	0,82	1,9	0,75	2,0	2,0	3,0
12-16	0,72	0,32	0,79	1,85	0,73	1,98	1,98	3,0
14-15	15,0	10,0	18,0	8,0	0	8,0	18,0	27,27
13-14	16,5	10,0	19,29	9,25	0	9,25	19,29	29,23
12-13	17,2	10,0	19,9	10,65	0	10,65	19,9	30,15
0-12	17,7	10,22	20,44	11,95	0,73	11,97	20,44	30,97
ТП2 Линия 1								
3-4	7,0	2,0	7,28	7,0	2,0	7,28	7,28	11,03
1-3	14,45	11,4	18,4	10,2	5,95	11,8	18,4	27,88
1-2	25,0	15,0	29,15	25,0	15,0	29,15	29,15	44,17
0-1	31,56	21,12	37,97	28,16	16,76	32,77	37,97	57,5
ТП2 Линия 2								
8-9	3,0	1,5	3,35	10	6,0	11,66	11,66	17,0
7-8	14,1	6,38	15,48	11,9	6,0	13,33	15,48	23,45
5-7	12,88	6,38	14,37	12,72	6,0	14,06	14,37	21,77
5-6	5,0	3,0	5,83	2,0	0	2,0	5,83	8,83
0-5	13,41	7,02	15,14	14,12	6,0	14,12	15,14	22,94

## Расчёт уличного освещения

Мощность уличного освещения участвует только в вечернем максимуме нагрузки.

Находим осветительную мощность линии:

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{уд}} \cdot L_{\text{осв}}$$

$P_{\text{осв}}$  – осветительная мощность участка;

$P_{\text{уд}}$  – удельная мощность ламп, Вт/м;

$L_{\text{осв}}$  – длина освещаемого участка.

Находим мощность лампы ДРЛ:

$$P_{\text{л}} = \frac{P_{\text{осв}}}{n}$$

$P_{\text{л}}$  – расчетная мощность лампы;

$n$  – количество опор с освещением на данном участке.

Расчитав мощность лампы, выбираем подходящую из ламп ДРЛ из справочника.

Теперь найдем все мощности ламп линии:

Активная мощность:

$$P'_{\text{осв}} = P_{\text{н}} \cdot n$$

$P_{\text{н}}$  – номинальная мощность выбранной лампы ДРЛ.

Реактивная мощность:

Для ламп ДРЛ реактивная мощность в 2 раза меньше активной [2].

$$Q'_{\text{осв}} = \frac{P'_{\text{осв}}}{2}$$

Полную мощность находим по теореме Пифагора:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P'_{\text{осв}}^2 + Q'_{\text{осв}}^2}$$

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Пример расчета для ВЛ1 ТП1:

$$P_{уд} = 4,5 \text{ Вт/м}, L_{осв1} = 490 \text{ м}, n = 11.$$

$$P_{осв1} = 490 \cdot 4,5 = 2205 \text{ Вт.}$$

$$P_{л1} = 2205/11 = 200 \text{ Вт.}$$

Выбираем лампу ДРЛ-250 номинальной мощностью  $P_H = 250 \text{ Вт}$ .

Теперь находим все мощности ламп:

$$P'_{осв} = 250 \cdot 11 = 2750 \text{ Вт}$$

$$Q'_{осв} = 2750/2 = 1375 \text{ вар}$$

$$S_{осв} = \sqrt{2750^2 + 1375^2} = 3075 \text{ ВА}$$

Аналогично рассчитываем остальные мощности уличного освещения и заносим результаты в таблицу 7:

Таблица 7 – Мощности уличного освещения

Линия	Длина линии, м	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Кол-во опор	Кол-во светильников	Марка лампы
ТП1 ВЛ1	490	2,75	1,375	3,075	15	11	ДРЛ-250
ТП1 ВЛ2	690	4,0	2,0	4,472	20	16	
ТП2 ВЛ1	270	1,25	0,625	1,4	10	5	
ТП2 ВЛ2	200	1,0	0,5	1,118	8	4	

## 5. Выбор мощности и количества трансформаторов

Расчетные электрические нагрузки на шинах подстанций трансформаторных пунктов определяют путём суммирования расчётных нагрузок отходящих линий.

Найдем суммарную нагрузку на шинах 0,4 кВ, суммируя мощности отходящих линий, в вечернем максимуме помещений учтем уличное освещение в полном объеме.

$$S_{\text{ТП}} = \sum S_{\text{ши}i}$$

$S_{\text{ТП}}$  – мощность ТП, кВа;

$S_{\text{ши}i}$  – мощность на шинах ТП, кВа.

Для ТП 1:

$$S_{\text{ТП1д}} = 27,8 + 20,44 = 48,24 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП1в}} = 75,12 + 11,97 + 3,075 + 4,472 = 94,637 \text{ кВА}$$

Так как ТП 1 питает только потребителей третьей категории, то выбираем один трансформатор, его мощность вбирается из условия:

$$S_{\text{НТ}} \geq S_{\text{Н.МАКС}}$$

$S_{\text{НТ}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$S_{\text{Н.МАКС}}$  – максимальная мощность нагрузки на шинах ТП.

Исходя из этого условия выбираем трансформатор на 160 кВт ТМ-160/10.

Для ТП 2:

$$S_{\text{ТП2д}} = 37,97 + 15,14 = 53,11 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП2в}} = 32,77 + 14,12 + 1,4 + 1,118 = 49,408 \text{ кВА}$$

Исходя из этого условия выбираем трансформатор на 100 кВт ТМ-100/10.

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Козлов М.А.			<b>Выбор мощности и количества трансформаторов</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Попов В.Н.					22	46
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

Так как на ТП 2 имеются потребители II категории надежности, она должна быть двухтрансформаторной. Мощность трансформатора выбирается из условия:

$$S_{HT} \geq 0,7S_{H.МАКС}$$

$$S_{HT} \geq 0,7 \cdot 53,11 \geq 37,177 \text{ кВА}$$

Исходя из этого условия выбираем трансформатор на 100 кВт ТМ-100/10.

Для того чтобы трансформаторы не работали в предельных режимах, берем их мощности с запасом.

Результаты занесем в таблицу 8.

*Таблица 8 – Данные о трансформаторных пунктах*

№ ТП	Тип трансформатора	Количество трансформаторов
1	ТМ – 160/10	1
2	ТМ – 100/10	2

## 6. Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ

Сечение проводников выбираем методом экономической плотности

тока:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{уч}}}{J_{\text{ЭК}}}$$

$I_{\text{уч}}$  – расчётный максимальный ток, А;

$J_{\text{ЭК}}$  – нормированное значение экономической плотности тока нагрузки, А/мм<sup>2</sup>,  $J_{\text{ЭК}} = 1,6$ .

Сечения фазных проводов магистрали ВЛ рекомендуется принимать не менее 50 мм<sup>2</sup>.

Расчитанное сечение проводников заносим в таблицу 9, по этим данным дальше выбираем из стандартных значение сечения проводов.

Таблица 9 – Данные о выборе сечений проводников

№ участка	S <sub>МАКС</sub> , кВА	I <sub>уч</sub> , А	F <sub>ЭК</sub> , мм <sup>2</sup>	Марка провода	I <sub>доп</sub> , А	L <sub>уч</sub> , км	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км
ТП1 Линия 1								
6-7	2,66	4,0	2,5	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
5-6	4,13	6,27	3,92	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
4-5	4,27	6,47	4,04	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
3-4	3,69	5,59	3,49	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
2-3	6,45	9,77	6,1	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
1-2	7,0	10,6	6,63	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,025	0,568	0,0785
10-11	27,64	41,88	26,18	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,08	0,568	0,0785
9-10	41,42	62,76	39,23	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
8-9	47,39	71,8	44,88	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
1-8	53,35	80,83	50,52	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,06	0,568	0,0785
0-1	75,12	113,81	71,13	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,05	0,568	0,0785
ТП1 Линия 2								
24-25	2,66	4,0	2,5	СИП 2А 3x50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
23-24	4,13	6,27	3,92	СИП 2А 3x50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
22-23	4,27	6,47	4,04	СИП 2А 3x50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
21-22	3,69	5,59	3,49	СИП 2А 3x50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
20-21	3,38	5,12	3,2	СИП 2А 3x50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
19-20	2,84	4,3	2,69	СИП 2А 3x50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Козлов М.А.			<b>Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.					24	46
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								



18-19	2,6	3,94	2,46	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
17-18	2,22	3,36	2,1	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
16-17	2,0	3,0	1,88	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
12-16	1,98	3,0	1,88	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
14-15	18,0	27,27	17,04	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,08	0,641	0,07
13-14	19,29	29,23	18,27	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
12-13	19,9	30,15	18,84	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,08	0,641	0,07
0-12	20,44	30,97	19,36	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,09	0,641	0,07
ТП2 Линия 1								
3-4	7,28	11,03	6,89	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,09	0,641	0,07
1-3	18,4	27,88	17,43	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,1	0,641	0,07
1-2	29,15	44,17	27,6	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,06	0,641	0,07
0-1	37,97	57,5	35,94	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,025	0,641	0,07
ТП2 Линия 2								
8-9	11,66	17,0	10,63	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
7-8	15,48	23,45	14,66	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
5-7	14,37	21,77	13,6	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,025	0,641	0,07
5-6	5,83	8,83	5,52	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,025	0,641	0,07
0-5	15,14	22,94	14,34	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,08	0,641	0,07

## 7. Расчет потерь напряжения на участках сети

Потери напряжения на участках сети выражают в процентах от номинального линейного значения, %:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{НОМ}^2}$$

$P, Q$  – активная и реактивная мощности на участке линии, Вт и вар;

$R, X$  – активное и реактивное сопротивления участка линии, Ом;

$U_{НОМ}^2$  – номинальное линейное напряжение линии, В.

Активное и реактивное сопротивления участка линии определяются:

$$R = R_0 L \quad X = X_0 L$$

$R_0, X_0$  – активное и реактивное погонные сопротивления проводников, выбираемые из справочников, Ом/км;

$L$  – длина участка линии, км.

Пример расчета участка 0-1 ТП 1 Линии 1:

$$\Delta U_{6-7} = \frac{2500 \cdot 0,568 \cdot 0,04 + 900 \cdot 0,0785 \cdot 0,04}{380^2} \cdot 100\% = 0,046 \%$$

Аналогично рассчитываем другие участки и заносим результаты в таблицу 10.

Таблица 10 – Потери напряжения на участках сети

№ участка	Марка провода	$L_{лч}$ , км	$\Delta U_{л0,38}$ , %
ТП 1 Линия 1			
6-7	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,046
5-6	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,062
4-5	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,066
3-4	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,057
2-3	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,097
1-2	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,025	0,065
10-11	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,08	0,81
9-10	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,607

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Козлов М.А.			<b>Расчет потерь напряжения на участках сети</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.					26	46
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

8-9	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,696
1-8	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,06	1,176
0-1	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,05	1,143
ТП 1 Линия 2			
24-25	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,046
23-24	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,069
22-23	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,074
21-22	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,064
20-21	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,058
19-20	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,049
18-19	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,045
17-18	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,038
16-17	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,035
12-16	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,034
14-15	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,08	0,571
13-14	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,312
12-13	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,08	0,65
0-12	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,09	0,752
ТП 2 Линия 1			
3-4	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,09	0,288
1-3	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,1	0,697
1-2	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,06	0,709
0-1	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,025	0,376
ТП 2 Линия 2			
8-9	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,189
7-8	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,04	0,263
5-7	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,025	0,151
5-6	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,025	0,059
0-5	СИП 2А 3х50+54,6+16	0,08	0,529

## 8. Определение отклонения напряжения у потребителей

В соответствии с нормативными документами отклонение напряжения (от номинального значения) у электроприёмников не должно отличаться более чем на 10% от номинального значения в сторону увеличения или уменьшения.

Отклонение напряжения определяется в двух режимах:

- при 100% загрузке линии у наиболее удалённого потребителя на линии;
- при 25% загрузке у ближайшего к подстанции потребителя на линии.

Соответственно все потери в элементах сети в режиме 25% загрузки пропорционально снижаются. Надбавки в трансформаторах не зависят от режима загрузки.

Отклонение напряжения будем считать по формуле:

$$\delta U = \Delta U_{\text{пост}} + \Delta U_{\text{пер}} - \Delta U_{\text{тр}} - \Delta U_{\text{вл0,38}} - \Delta U_{\text{вл10}}$$

$\Delta U_{\text{пост}}$  – постоянная надбавка напряжения в трансформаторе, принимаем 5%;

$\Delta U_{\text{пер}}$  – переменная надбавка напряжения в трансформаторе, -5;-2,5;0;2,5;5%;

$\Delta U_{\text{тр}}$  – потери напряжения в трансформаторе, принимаем 4%;

$\Delta U_{\text{вл0,38}}$  – потери напряжения в ЛЭП 0,38 кВ.

$\Delta U_{\text{вл10}}$  – потери напряжения в ЛЭП 10 кВ.

Расчет отклонения напряжения для ТП 1:

Таблица 11 – Определение отклонения напряжения у потребителей

Потери надбавки, отклонение	ТП1,Л2, потребитель №1	ТП1,Л1, потребитель №16
	100%	25%
$\Delta U_{\text{л10}},\%$	-1	-0,25
$\Delta U_{\text{пер}},\%$	+2,5	+2,5
$\Delta U_{\text{тр}},\%$	-4	-1
$\Delta U_{\text{пост}},\%$	+5	+5
$\Delta U_{\text{л0.38}},\%$	-1,264	-0,271
$\delta U_{\text{потр}},\%$	1,236	6,182

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>			
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>				
Разраб.		Козлов М.А.			<b>Определение отклонения напряжения у потребителей</b>	<b>Лит.</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
Провер.		Попов В.Н.					28	46
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

При 100% нагрузке у потребителя №1:

$$\delta U_{S1} = 5 + 2,5 - 4 - 1,264 - 1 = 1,236\%$$

При 25% нагрузке, у потребителя №16:

$$\delta U_{S16} = 5 + 2,5 - 0,25 \cdot 4 - 0,271 \cdot 0,25 - 0,25 \cdot 1 = 6,182\%$$

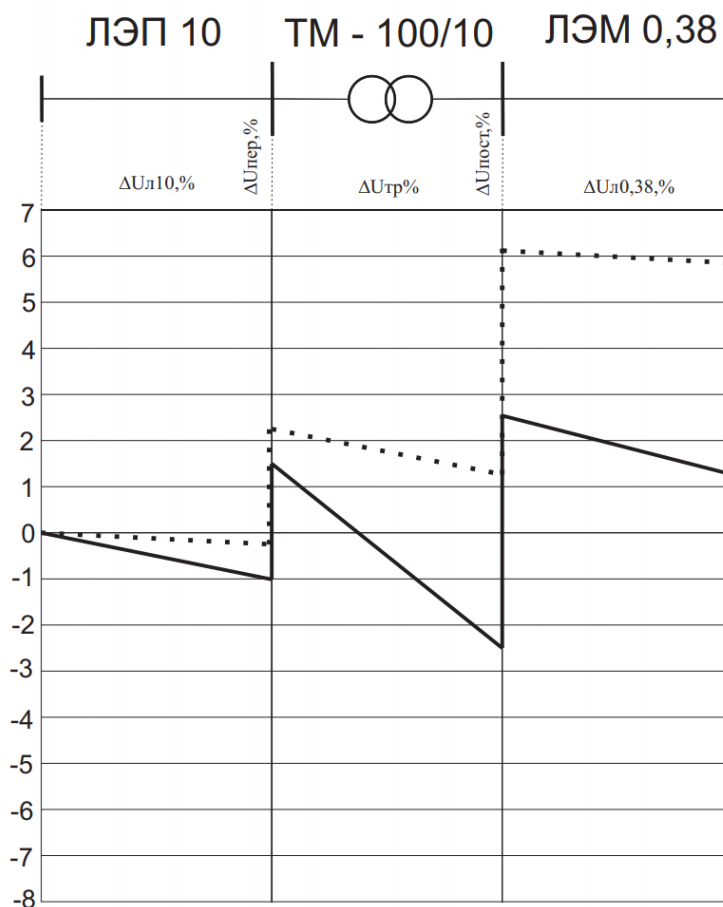


Рисунок 4. Отклонение напряжения у потребителей, питающихся от ТП1

Расчет отклонения напряжения для ТП 2:

Таблица 12 – Определение отклонения напряжения у потребителей

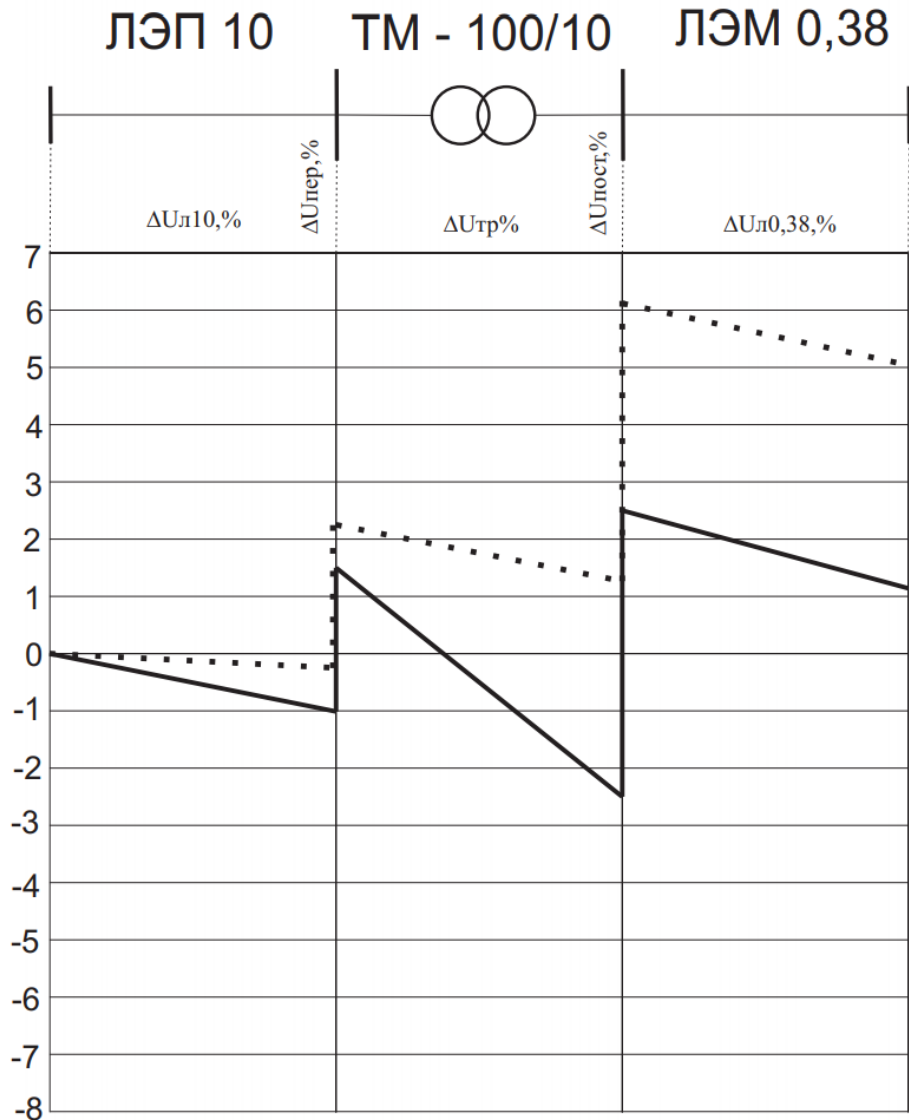
Потери надбавки, отклонение	ТП2,Л1, потребитель №29	ТП2,Л1, потребитель №28
	100%	25%
ΔUл10,%	-1	-0,25
ΔUпер,%	+2,5	+2,5
ΔUтр,%	-4	-1
ΔUпост,%	+5	+5
ΔUл0.38,%	-1,361	-1,085
δUпотр,%	1,139	5,98

При 100% загрузке у потребителя №29:

$$\delta U_{S29} = 5 + 2,5 - 4 - 1,361 - 1 = 1,139\%$$

При 25% загрузке, у потребителя №28:

$$\delta U_{S28} = 5 + 2,5 - 0,25 \cdot 4 - 1,085 \cdot 0,25 - 0,25 \cdot 1 = 5,98\%$$



*Рисунок 5. Отклонение напряжения у потребителей, питающихся от ТП2*

Значения отклонения напряжений не превышает 10%, сечение проводов подходит. По полученным результатам строится диаграмма отклонений напряжений у удаленных и ближайших потребителей.

## 9. Проверка сети на запуск самого мощного электродвигателя

Поскольку наиболее распространёнными являются электродвигатели с короткозамкнутым ротором, обладающие достаточно большими пусковыми токами, превышающими номинальный в 5...7 раз, то проектируемую сеть проверяем на запуск электродвигателя и уточняем сечение проводов ЛЭП.

Определяем сопротивление линии от трансформатора до электродвигателя.

$$Z_{\text{Л}} = \sqrt{R_{\text{Л}}^2 + X_{\text{Л}}^2}$$

$$Z_{\text{Л}} = \sqrt{0,0545^2 + 0,006^2} = 0,055 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление трансформатора со стороны шин 0,4 кВ.

$$Z_{\text{T}} = \frac{u_{\text{кз}} \% \cdot U_{\text{Н}}^2}{100 \cdot S_{\text{Н}}}$$

$$Z_{\text{T}} = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 100 \cdot 10^3} = 0,072 \text{ Ом}$$

Определяем номинальный ток электродвигателя.

$$I_{\text{Н}} = \frac{P_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}$$

$$I_{\text{Н}} = \frac{18,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 26,702 \text{ А}$$

Определяем сопротивление электродвигателя при заторможенном роторе.

$$Z_{\text{Д}} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Н}} \cdot k_i}$$

где  $U_{\text{Н}}$ — номинальное напряжение сети, В;  $I_{\text{Н}}$ — номинальный ток электродвигателя, А;  $k_i$ — кратность пускового тока.

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>			
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>				
Разраб.		Козлов М.А.			<b>Проверка сети на запуск самого мощного электродвигателя</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.					31	46
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

Выбираем двигатель АИР 200 М8 18.5 кВт с кратностью пускового тока  $k_i = 6.6$ , тогда рассчитаем сопротивление:

$$Z_D = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 26,702 \cdot 6,6} = 1,31 \text{ Ом}$$

Определяем пусковой ток электродвигателя при заторможенном роторе

$$I_{\Pi} = \frac{U_H}{\sqrt{3}(\overline{Z_T} + \overline{Z_L} + \overline{Z_D})}$$

где  $Z_T$  — сопротивление трансформатора, Ом;  $Z_L$  — сопротивление ЛЭП, Ом;  $Z_D$  — сопротивление электродвигателя при заторможенном роторе, Ом.

$$I_{\Pi} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (0,055 + 0,072 + 1,31)} = 160,71 \text{ А}$$

Междуфазное напряжение электродвигателя на зажимах электродвигателя при пуске определяется по следующей формуле:

$$U_D = \sqrt{3} \cdot I_{\Pi} \cdot Z_D$$

$$U_D = \sqrt{3} \cdot 160,71 \cdot 1,31 = 364,649 \text{ В}$$

Угловая частота вращения ротора

$$\omega = 2\pi \frac{n_2}{60}$$

где  $n_2$  — номинальная частота вращения ротора, об/мин. Принимаем  $n_2 = 3000$  об/мин.

$$\omega = 2\pi \frac{3000}{60} = 314 \text{ рад/с}$$

Номинальный момент электродвигателя:

$$M_D = \frac{P_H}{\omega}$$

где  $P_H$  — номинальная мощность электродвигателя, Вт.

$$M_D = \frac{18,5 \cdot 10^3}{314} = 58,917 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



Пусковой момент электродвигателя при пониженном напряжении:

$$M_{\text{П}} = M_{\text{Д}} \frac{U_{\text{Д}}^2}{U_{\text{Д}}^2}$$

$$M_{\text{П}} = 58,917 \frac{364,649^2}{400^2} = 48,963 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Избыточный момент электродвигателя:

$$M_{\text{И}} = 0,25 \cdot M_{\text{Д}}$$

$$M_{\text{И}} = 0,25 \cdot 58,917 = 14,729 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Необходимый момент электродвигателя

$$M_{\text{НД}} = M_{\text{И}} + M_{\text{С}}$$

где  $M_{\text{С}}$ — момент сопротивления рабочей машины.

$$M_{\text{НД}} = 14,729 + 10 = 24,729 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Для успешного пуска двигателя необходимо соблюсти условие

$$M_{\text{П}} \geq M_{\text{НД}}$$

$$48,963 \geq 24,729$$

Условие выполняется, следовательно, сечение проводников питающей сети выбраны правильно.

					<i>КР.41.703.01.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

## 10. Расчёт токов короткого замыкания

Необходимо составить схемы замещения ВЛ и рассчитать значение трёхфазного короткого замыкания и ударного тока в начале линии, и значения однофазного короткого замыкания в самой удалённой точке каждой линии.

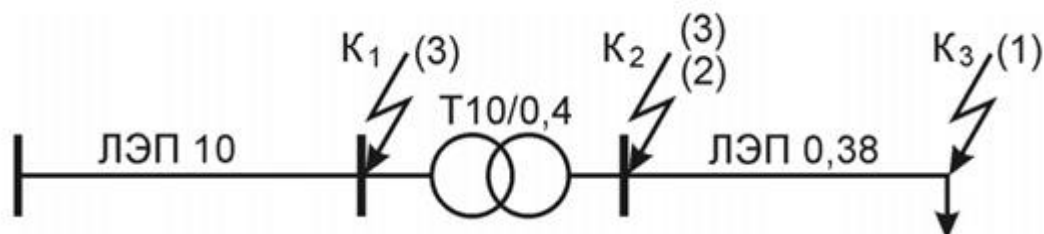


Рисунок 6. Расчетная схема сети для ТП1 и ТП2

Схема замещения для ТП 1 линии 1:

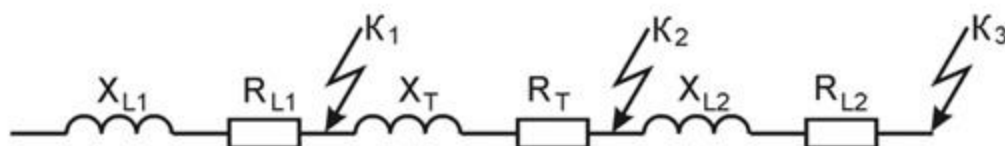


Рисунок 7. Схема замещения

Сопротивление линии электропередачи в условиях эксплуатации определяется:

$$R_L = R_0 L \qquad X_L = X_0 L$$

$R_0, X_0$  – активное и реактивное погонные сопротивления ЛЭП, Ом/км;

$L$  – длина участка ЛЭП, км.

Рассчитаем ток для линии 10 кВ:

$$I = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 9,23 \text{ А}$$

С помощью метода экономической плотности тока выбираем сечение проводника:

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Козлов М.А.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.				34	46
Реценз.					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.							
Утверд.							
<b>Расчёт токов короткого замыкания</b>							

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I}{j_{\text{ЭК}}}$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{9,23}{1,6} = 5,77 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод сечением СИП 3 1x70, тогда  $R_0 = 0.641 \text{ Ом/км}$   $X_0 = 0.079 \text{ Ом/км}$ , длина линии 10 кВ при этом равна 10 км

$$R_L = 0,641 \cdot 10 = 6,41 \text{ Ом} \quad X_L = 0,079 \cdot 10 = 0,79 \text{ Ом}$$

Рассчитываем ток трехфазного замыкания в точке К1:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_L^2 + X_L^2}}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,41^2 + 0,79^2}} = 895,25 \text{ А}$$

Полное сопротивление фазы трансформатора определяют:

$$Z_T = \frac{u_{\text{кз}} \% \cdot U_{\text{Н}}^2}{100 \cdot S_{\text{Н}}}$$

$u_{\text{кз}}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$U_{\text{Н}}$  – номинальное напряжение трансформатора, В;

$S_{\text{Н}}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$Z_{T1} = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 160000} = 0,045 \text{ Ом} \quad Z_{T2} = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 10000} = 0,073 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление фазы трансформатора определяется:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Н}}^2}$$

$\Delta P_{\text{кз}}$  – потери мощности короткого замыкания трансформатора, Вт.

$$R_{T1} = \frac{2750 \cdot 400^2}{160000^2} = 0,017 \text{ Ом} \quad R_{T2} = \frac{1970 \cdot 400^2}{100000^2} = 0,032 \text{ Ом}$$

Реактивное сопротивление найдем из следующей формулы:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

$$X_{T1} = \sqrt{0,045^2 - 0,017^2} = 0,042 \text{ Ом} \quad X_{T2} = \sqrt{0,073^2 - 0,032^2} = 0,065 \text{ Ом}$$

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Чтобы учесть линию 10 кВ при расчёте тока короткого замыкания на стороне 0,4 кВ трансформатора, то её сопротивление необходимо привести к напряжению, при котором определяется ток короткого замыкания:

$$R_{10}^{0,4} = \frac{R_L}{K_T^2} \quad X_{10}^{0,4} = \frac{X_L}{K_T^2}$$

где  $R_L$ — активное сопротивление линии 10 кВ, рассчитанное при напряжении 10 кВ, Ом;

$X_L$ — реактивное сопротивление линии 0,4 кВ, Ом;

$K_T$ — коэффициент трансформации трансформатора 10/0,4.

$$K_T = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad K_T = \frac{10000}{400} = 25$$

$$R_{10}^{0,4} = \frac{6,41}{25^2} = 0,0103 \text{ Ом} \quad X_{10}^{0,4} = \frac{0,79}{25^2} = 0,0013 \text{ Ом}$$

Рассчитываем ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_\Phi}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{КЗ}^2 + X_{КЗ}^2}}$$

$R_{КЗ}, X_{КЗ}$  – активное и реактивное сопротивления до точки к.з.;

$U_\Phi$  – фазное напряжение сети.

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,017 + 0,0103)^2 + (0,042 + 0,0013)^2}} = 4512 \text{ А}$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,032 + 0,0103)^2 + (0,065 + 0,0013)^2}} = 2937 \text{ А}$$

Рассчитываем ток двухфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4512 = 3908 \text{ А}$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2937 = 2544 \text{ А}$$

Ток однофазного короткого замыкания рассчитаем по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\Phi}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\text{петл}}}$$

$Z_T^{(1)}$  – сопротивление трансформатора току однофазного короткого замыкания, Ом;

$Z_{\text{петл}}$  – сопротивление петли фазный-нулевой провод, Ом/км.

Сопротивление петли определяется:

$$Z_{\text{петл}} = \sqrt{(R_{\Phi} + R_N)^2 + (X_{\Phi} + X_N)^2}$$

$R_{\Phi}, R_N$  – активные сопротивления фазного и нулевого проводников ЛЭП с учётом длины, Ом;

$X_{\Phi}, X_N$  – реактивные сопротивления фазного и нулевого проводников ЛЭП с учётом длины, Ом.

Для воздушной линии электропередачи, выполненной голым проводом активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности

воздушной линии можно принять  $R_0 = R_1, X_0 \approx 3X_1$

Пример расчёта токов короткого замыкания для ТП 1:

Однофазное короткое замыкание линии 6-7:

$$R_{\Phi} = 0,568 \cdot 0,04 = 0,023 \text{ Ом}$$

$$X_{\Phi} = 0,0785 \cdot 0,04 = 0,00314 \text{ Ом}$$

$$R_N = R_{\Phi} = 0,023 \text{ Ом}$$

$$X_N = 0,0785 \cdot 3 = 0,00942 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{петл}} = \sqrt{(0,023 + 0,023)^2 + (0,00314 + 0,00942)^2} = 0,042 \text{ Ом}$$

Таблица 13 – Рассчитанное сопротивление петли фаза-ноль

№ участка	$R_{\Phi}$ , Ом	$X_{\Phi}$ , Ом	$R_N$ , Ом	$X_N$ , Ом	$Z_{\text{петл}}$
ТП1 Линия 1					
6-7	0,023	0,00314	0,023	0,00942	0,048
5-6	0,023	0,00314	0,023	0,00942	0,048
4-5	0,023	0,00314	0,023	0,00942	0,048
3-4	0,023	0,00314	0,023	0,00942	0,048
2-3	0,023	0,00314	0,023	0,00942	0,048
1-2	0,014	0,001963	0,014	0,005889	0,029
10-11	0,045	0,00628	0,045	0,01875	0,093
9-10	0,023	0,00314	0,023	0,00942	0,048
8-9	0,023	0,00314	0,023	0,00942	0,048
1-8	0,034	0,00471	0,034	0,01413	0,071
0-1	0,028	0,003925	0,028	0,011775	0,058

Сумма					0,587
ТП1 Линия 2					
24-25	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
23-24	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
22-23	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
21-22	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
20-21	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
19-20	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
18-19	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
17-18	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
16-17	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
12-16	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
14-15	0,05128	0,0056	0,05128	0,0168	0,105
13-14	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
12-13	0,05128	0,0056	0,05128	0,0168	0,105
0-12	0,05769	0,0063	0,05769	0,0189	0,118
Сумма					0,9
ТП2 Линия 1					
3-4	0,05769	0,0056	0,05769	0,0168	0,118
1-3	0,0641	0,007	0,0641	0,021	0,131
1-2	0,03846	0,0042	0,03846	0,0126	0,079
0-1	0,01603	0,00175	0,01603	0,00525	0,033
Сумма					0,361
ТП2 Линия 2					
8-9	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
7-8	0,02564	0,0028	0,02564	0,0084	0,052
5-7	0,01603	0,00175	0,01603	0,00525	0,033
5-6	0,01603	0,00175	0,01603	0,00525	0,033
0-5	0,05128	0,0056	0,05128	0,0168	0,105
Сумма					0,275

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{220}{\frac{0,045}{3} + 0,587} = 365,5 \text{ А}$$

Аналогично рассчитываем остальные токи короткого замыкания и заносим результаты в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Номер ТП и линии	Номер точки КЗ	Вид КЗ	Величина тока, А
Линия 10 кВ	К1	трёхфазное	895,25
Линия 10 кВ и ТП1	К2	трехфазное	4512
Линия 10 кВ и ТП 2	К2	трехфазное	2937
Линия 10 кВ и ТП1	К2	двухфазное	3980
Линия 10 кВ и ТП 2	К2	двухфазное	2544
ТП 1 линия 1	К3	однофазное	365,5
ТП 1 линия 2	К3	однофазное	240,5
ТП 2 линия 1	К3	однофазное	571
ТП 2 линия 2	К3	однофазное	735

## 11. Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ

Защита трансформатора от аварийных режимов осуществляется предохранителями с плавкими вставками. Выбор плавкой вставки производится по номинальному напряжению и номинальному току.

Номинальный ток плавкой вставки выбираем из условия:

$$I_{ПВ} \geq (2 \dots 3)I_{НТ}$$

$I_{НТ}$  – номинальный ток трансформатора, А.

$$I_{НТ} = \frac{S_{НТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НТ}}$$

Выбор предохранителей для ТП 1:

$$I_{НТ} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,2 \text{ А}$$

$$I_{ПВ} = (2 \dots 3) \cdot 9,2 = 18,4 \dots 27,6 \text{ А}$$

Выбираем плавкую вставку ПКТ-101-10-20-12,5У1.

Выбор предохранителей для ТП 2:

$$I_{НТ} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,8 \text{ А}$$

$$I_{ПВ} = (2 \dots 3) \cdot 5,8 = 11,6 \dots 17,4 \text{ А}$$

Выбираем плавкую вставку ПКТ-101-10-16-12,5У1.

Предохранитель проверяется на предельную отключающую способность по условию

$$i_{пр} \geq (2 \dots 3)I_{НТ}$$

где  $K_u$  — ударный коэффициент, А. Для сетей 0,38...10 кВ принимается равным 1;  $I_K^{(3)}$  — трёхфазный ток короткого замыкания в месте установки электрического аппарата, А.

$$i_{пр1} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 4512 \approx 6381 \text{ А} \quad i_{пр2} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 2937 \approx 4156 \text{ А}$$

$$12500 \text{ А} \geq 6381 \text{ А}$$

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Козлов М.А.			<b>Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Попов В.Н.					40	46
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								



Защита отходящих линий 0,38 кВ подстанции от аварийных режимов осуществляется автоматическими выключателями, имеющими, как правило, комбинированный расцепитель.

Автоматические выключатели выбираются по условиям:

Тип выключателя, степень защиты, климатическое исполнение, категория размещения. В данной курсовой работе будут применяться выключатели серии А. Выключатели серии А предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках, недопустимых снижениях напряжения, а также до 30 оперативных включений и отключений электрических цепей в сутки и рассчитаны для эксплуатации в электроустановках с номинальным рабочим напряжением до 380/660 V переменного тока частоты 50 и 60 Hz и постоянного тока до 220/440 V.

Выключатели А соответствуют ГОСТ 9098 и ГОСТ Р 50030.2.

Номинальное напряжение автоматического выключателя:

$$U_{\text{НВ}} \geq U_{\text{С}}$$

$U_{\text{НВ}}$  — номинальное напряжение автоматического выключателя, В;

$U_{\text{С}}$  – номинальное напряжение сети, В.

$$380 \geq 380$$

Номинальный ток автоматического выключателя:

$$I_{\text{НВ}} \geq I_{\text{P.max}}$$

$I_{\text{НВ}}$  — номинальный ток автоматического выключателя, А;

$I_{\text{P.max}}$  – номинальный рабочий ток линии, А.

ТП 1 линия 1:  $I_{\text{НВ}} \geq 113,81 \text{ А}$

ТП 1 линия 2:  $I_{\text{НВ}} \geq 30,93 \text{ А}$

ТП 2 линия 1:  $I_{\text{НВ}} \geq 57,5 \text{ А}$

ТП 2 линия 2:  $I_{\text{НВ}} \geq 23,45 \text{ А}$

Номинальный ток теплового расцепителя:

					<i>КР.41.703.01.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$I_{НТР} \geq I_{P.max}$$

$$\text{ТП 1 линия 1: } I_{НТР} \geq 113,81 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 линия 2: } I_{НТР} \geq 30,93 \text{ А}$$

Для ТП 2 линии 1 и ТП 2 линии 2 номинальный ток теплового расцепителя рассчитывается по формуле:

$$I_{НТР} \geq 1,1 \cdot \left( I_{P.max} + \frac{I_{П.max}}{\lambda} \right)$$

где  $\lambda$  – коэффициент, учитывающий условия пуска электродвигателя, 2.5 — лёгкий пуск.

$$\text{ТП 2 линия 1: } I_{НТР} \geq 1,1 \cdot \left( 57,5 + \frac{160,71}{2,5} \right) \quad I_{НТР} \geq 133,96 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 линия 2: } I_{НТР} \geq 1,1 \cdot \left( 23,45 + \frac{33,344}{2,5} \right) \quad I_{НТР} \geq 40,47 \text{ А}$$

Номинальный ток электромагнитного расцепителя при наличии двигательной нагрузки:

$$I_{НЭР} \geq I_{P.max}$$

$$\text{ТП 1 линия 1: } I_{НЭР} \geq 113,81 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 линия 2: } I_{НЭР} \geq 30,93 \text{ А}$$

Для ТП 2 линии 1 и ТП 2 линии 2 номинальный ток электромагнитного расцепителя рассчитывается по формуле:

$$I_{НЭР} \geq 1,2 \cdot \left( I_{П.max} + \sum I_{П} \right)$$

где  $I_{П}$  — пусковые токи электродвигателей за исключением пускового тока самого мощного электродвигателя, А.

$$\text{ТП 2 линия 1: } I_{НЭР} \geq 1,2 \cdot (160,71 + 47,2) \quad I_{НЭР} \geq 249,5 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 линия 2: } I_{НЭР} \geq 1,2 \cdot (16,334 + 33,344) \quad I_{НЭР} \geq 59,61 \text{ А}$$

Принимаем номинальный ток теплового и электромагнитного расцепителя.

$$\text{ТП 1 линия 1: } I_{НВ} = 160 \text{ А} \quad I_{НТР} = 125 \text{ А} \quad I_{НЭР} = 125 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 линия 2: } I_{НВ} = 32 \text{ А} \quad I_{НТР} = 40 \text{ А} \quad I_{НЭР} = 50 \text{ А}$$

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

ТП 2 линия 1:  $I_{НВ} = 63 \text{ А}$      $I_{НТР} = 160 \text{ А}$      $I_{НЭР} = 315$

ТП 2 линия 2:  $I_{НВ} = 32 \text{ А}$      $I_{НТР} = 50 \text{ А}$      $I_{НЭР} = 80$

Автоматические выключатели проверяют на срабатывание теплового расцепителя при однофазном коротком замыкании в самой удалённой точке линии:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(1)}}{I_{\text{НТР}}} \geq 3$$

где  $I_K^{(1)}$  — пусковые токи электродвигателей за исключением пускового тока самого мощного электродвигателя, А.

ТП 1 линия 1:  $K_{\text{ч}} = \frac{365,5}{125} = 2,924$      $K_{\text{ч}} < 3$

ТП 1 линия 2:  $K_{\text{ч}} = \frac{240,5}{40} = 6$      $K_{\text{ч}} > 3$

ТП 2 линия 1:  $K_{\text{ч}} = \frac{571}{160} = 9,52$      $K_{\text{ч}} > 3$

ТП 2 линия 2:  $K_{\text{ч}} = \frac{735}{50} = 14,7$      $K_{\text{ч}} > 3$

Так как  $K_{\text{ч}}$  меньше 3 для ТП 1 линии 1, мы выбираем автоматический выключатель с полупроводниковым расцепителем.

Выбираем для всех линий следующие серии выключателей:

ТП 1 линия 1: ВА53-37     $I_{НВ} = 160 \text{ А}$      $I_{НТР} = 160 \text{ А}$      $I_{НЭР} = 800 \text{ А}$

ТП 1 линия 2: АЕ2046ХХ     $I_{НВ} = 63 \text{ А}$      $I_{НТР} = 63 \text{ А}$      $I_{НЭР} = 63 \text{ А}$

ТП 2 линия 1: А3133     $I_{НВ} = 200 \text{ А}$      $I_{НТР} = 200 \text{ А}$      $I_{НЭР} = 1050 \text{ А}$

ТП 2 линия 2: А3113/1     $I_{НВ} = 200 \text{ А}$      $I_{НТР} = 100 \text{ А}$      $I_{НЭР} = 150 \text{ А}$

Предельной коммутационной стойкости при трёхфазном коротком замыкании в месте установки

$$I_{\text{ПКС}} \geq I_K^{(3)}$$

ТП 1 линия 1:     $20000 \text{ А} \geq 4512 \text{ А}$

ТП 1 линия 2:     $6000 \text{ А} \geq 2937 \text{ А}$

ТП 2 линия 1:     $30000 \text{ А} \geq 3980 \text{ А}$

ТП 2 линия 2:  $12000 \text{ A} \geq 2544 \text{ A}$

Результаты выбора автоматических выключателей сводим в таблицу 15

*Таблица 15 – Результаты выбора автоматических выключателей*

Номер отходящей линии, точка	$I_{p.max}, \text{A}$	Тип автоматического выключателя	$I_{НВ}, \text{A}$	$I_{НТР}, \text{A}$	$I_{НЭР}, \text{A}$	$I_{ПКС}, \text{A}$	$K_{ч}$
ТП 1							
Линия 1, К2	113,81	ВА53-37	160	160	800	20000	2,924
Линия 2, К3	30,93	АЕ2046ХХ	63	63	63	6000	6,0
ТП 2							
Линия 1, К2	57,5	А3133	200	200	1050	30000	9,52
Линия 2, К3	23,45	А3113/1	200	100	150	12000	14,7

## 12. Заключение

В ходе выполнения курсовой работы был создан план размещения жилого посёлка, к каждому жилому и производственному объекту была подведена ЛЭП, на плане указана дорога и подведено уличное освещение. Были рассчитаны мощности на участках сети каждого ТП методами коэффициента одновременности и коэффициента добавки. Были выбраны количество и мощность трансформаторов, сечения проводов. Отклонения напряжения у потребителей лежит в допустимых пределах.

Также были установлены плавкие предохранители для защиты трансформатора, а для защиты линий 0,38 кВ были установлены автоматические выключатели, которые удовлетворяют условиям чувствительности и предельной коммутационной стойкости. Следовательно расчёты выполнены верно.

					<i>КР.41.703.01.ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Козлов М.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Попов В.Н.</i>				45	46
<i>Реценз.</i>					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Утверд.</i>							
<b>Заключение</b>							

### 13. Литературные источники

- 1) Методические рекомендации по выполнению курсовой работы для студентов направлений подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». – Костромская ГСХА, 2015. – 35 с.
- 2) Электроснабжение сельского хозяйства/ И.А. Будзко и Н.М. Зуль – М.:Агропромиздат, 1990. – 495с.
- 3) Электроснабжение. Справочник электрика по электрооборудованию сельского хозяйства. – Кострома: ГСХА, 2005. – 102 с.
- 4) Сайт кафедры электроснабжения КГСХА [Электронный ресурс] / – Режим доступа: эс.кгсха.рф

					<b>КР.41.703.01.ПЗ</b>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Литературные источники</b>					
<i>Разраб.</i>	<i>Козлов М.А.</i>							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Попов В.Н.</i>							46	46	
<i>Реценз.</i>								ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
<i>Н. Контр.</i>										
<i>Утверд.</i>										