

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

Лебедев Алексей Романович

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

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 эксплуатации электрооборудования

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к курсовой работе по дисциплине «Электроснабжение»

на тему:

«Электроснабжение населённого пункта»

Автор работы _____ 04.06.2020 _____ А.Р. Лебедев
Подпись

Группа 734

Руководитель работы _____ 04.06.2020 _____ В.Н. Попов
Подпись

Работа защищена _____
Дата *Оценка прописью*

Караваяево 2020

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	606	Одноквартирные дома	III
02	4	3	606	Одноквартирные дома	III
03	5	3	606	Одноквартирные дома	III
04	6	3	606	Одноквартирные дома	III
05	7	3	606	Одноквартирные дома	III
06	8	3	606	Одноквартирные дома	III
07	9	3	606	Одноквартирные дома	III
08	10	3	606	Одноквартирные дома	III
09	11	3	606	Одноквартирные дома	III
10	12	3	606	Одноквартирные дома	III
11	5	5	606	Одноквартирные дома	III
12	6	5	606	Одноквартирные дома	III
13	7	5	606	Одноквартирные дома	III
14	8	5	606	Одноквартирные дома	III
15	9	5	606	Четырёхквартирные	III
16	10	5	606	Четырёхквартирные	III
17	12	5	606	Четырёхквартирные	III
18	13	5	606	Четырёхквартирные	III
19	14	5	606	Двадцатиквартирные	III
20	16	5	606	Двадцатиквартирные	III
21	15	3	311	Зернохранилище вместимостью 500 т с передвижными механизмами	III
22	16	3	565	Прачечная производительностью 1 т в смену	III
23	18	3	314	Овощехранилище на 300...600 т.	III
24	1	6	560	Баня на 10 мест	III
25	2	6	539	Столовая на 75...100 мест	III
26	3	6	525	Клуб со зрительным залом на 150...200 мест	III
27	4	6	518	Административное здание на 15...25 рабочих мест	III
28	2	9	512	Детские ясли-сад на 25 мест	III
29	8	8	500	Начальная школа на 40 учащихся	III
30	6	9	550	Магазин смещенного ассортимента на два рабочих места	III

					КР.41.703.01.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Лебедев А.Р.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.				5	45
Реценз.					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.							
Утверд.							
					Исходные данные на проектирование		

Таблица 2 – Вечерние и дневные максимумы мощностей потребителей

№ (номер строения)	Рмд, кВт	Qмд, квар	Рмв, кВт	Qмв, квар
01	1,3	0,52	3,5	1,17
02	1,3	0,52	3,5	1,17
03	1,3	0,52	3,5	1,17
04	1,3	0,52	3,5	1,17
05	1,3	0,52	3,5	1,17
06	1,3	0,52	3,5	1,17
07	1,3	0,52	3,5	1,17
08	1,3	0,52	3,5	1,17
09	1,3	0,52	3,5	1,17
10	1,3	0,52	3,5	1,17
11	1,3	0,52	3,5	1,17
12	1,3	0,52	3,5	1,17
13	1,3	0,52	3,5	1,17
14	1,3	0,52	3,5	1,17
15	4,18	2,46	9,54	4,6
16	4,18	2,46	9,54	4,6
17	4,18	2,46	9,54	4,6
18	4,18	2,46	9,54	4,6
19	14,06	8,28	30,6	14,76
20	14,06	8,28	30,6	14,76
21	10	10	5	5
22	25	15	25	15
23	5	3	2	-
24	7	2	7	2
25	12	6	4	-
26	3	1,5	10	6
27	15	10	8	-
28	4	-	3	-
29	5	-	2	-
30	2	-	4	-

Таблица 3 – Удельные нагрузки уличного освещения

Код	Вид дороги	Ширина, м	Удельная мощность ламп, Вт/м	Условная единица длины, м
706	Поселковая с асфальтобетонным покрытием	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 рисунка, 15 таблиц, 1 лист А1, страниц 45. 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.

					КР.41.703.01.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

Содержание

1. Введение	9
2. Определение расчётной мощности на вводах потребителей	10
3. Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки	12
4. Построение схем электроснабжения и расчёт нагрузок по участкам сети 0,38 кВ	15
5. Выбор мощности и количества трансформаторов	21
6. Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ	23
7. Расчет потерь напряжения на участках сети.....	25
8. Определение отклонения напряжения у потребителей	27
9. Проверка сети на запуск самого мощного электродвигателя	30
10.Расчёт токов короткого замыкания	33
11.Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ	39
12.Заключение	44
13.Литературные источники	45

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

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>Лебедев А.Р.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Попов В.Н.</i>					9	45
<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 – Расчетные мощности на вводах потребителей

№ потребителя	Рмд, кВт	Qмд, квар	Рмв, кВт	Qмв, квар	Категория по надёжности электроснабжения
01	1,3	0,52	3,5	1,17	III
02	1,3	0,52	3,5	1,17	III
03	1,3	0,52	3,5	1,17	III
04	1,3	0,52	3,5	1,17	III
05	1,3	0,52	3,5	1,17	III
06	1,3	0,52	3,5	1,17	III
07	1,3	0,52	3,5	1,17	III
08	1,3	0,52	3,5	1,17	III
09	1,3	0,52	3,5	1,17	III
10	1,3	0,52	3,5	1,17	III
11	1,3	0,52	3,5	1,17	III
12	1,3	0,52	3,5	1,17	III
13	1,3	0,52	3,5	1,17	III
14	1,3	0,52	3,5	1,17	III
15	4,18	2,46	9,54	4,6	III
16	4,18	2,46	9,54	4,6	III
17	4,18	2,46	9,54	4,6	III
18	4,18	2,46	9,54	4,6	III
19	14,06	8,28	30,6	14,76	III
20	14,06	8,28	30,6	14,76	III
21	10	10	5	5	III
22	25	15	25	15	III
23	5	3	2	-	III
24	7	2	7	2	III
25	12	6	4	-	III
26	3	1,5	10	6	III
27	15	10	8	-	III
28	4	-	3	-	III
29	5	-	2	-	III
30	2	-	4	-	III

					КР.41.703.01.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Лебедев А.Р.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.				10	45
Реценз.					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.							
Утверд.							
					Определение расчётной мощности на вводах потребителей		

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:

$$P_{15д} = 0,55 \cdot 4 \cdot 1,9 = 4,18 \text{ кВт}$$

$$P_{15в} = 0,53 \cdot 4 \cdot 4,5 = 9,54 \text{ кВт}$$

Расчет двадцатиквартирного дома:

$$P_{19д} = 0,37 \cdot 20 \cdot 1,9 = 14,06 \text{ кВт}$$

$$P_{19в} = 0,34 \cdot 20 \cdot 4,5 = 30,6 \text{ кВт}$$

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:

$$Q_{15д} = 0,55 \cdot 4 \cdot 1,12 = 2,46 \text{ квар}$$

$$Q_{15в} = 0,53 \cdot 4 \cdot 2,17 = 4,6 \text{ квар}$$

Расчет двадцатиквартирного дома:

$$Q_{19д} = 0,37 \cdot 20 \cdot 1,12 = 8,28 \text{ квар}$$

$$Q_{19в} = 0,34 \cdot 20 \cdot 2,17 = 14,76 \text{ квар}$$

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 вычисляют 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:

$$X_d = \frac{1,3 \cdot (3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12 + 5 + 6 + 7 + 8) + 4,18 \cdot (9 + 10)}{1,3 \cdot 14 + 4,18 \cdot 4 + 14,06 \cdot 2 + 10 + 25 + 5} +$$

$$+ \frac{4,18 \cdot (12 + 13) + 14,06 \cdot (14 + 16) + 10 \cdot 15 + 25 \cdot 16 + 5 \cdot 18}{1,3 \cdot 14 + 4,18 \cdot 4 + 14,06 \cdot 2 + 10 + 25 + 5} = \frac{1377,02}{100,44} = 13,7$$

$$Y_d = \frac{1,3 \cdot (3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 5 + 5 + 5 + 5) + 4,18 \cdot (5 + 5 + 5 + 5)}{1,3 \cdot 14 + 4,18 \cdot 4 + 14,06 \cdot 2 + 10 + 25 + 5} +$$

$$+ \frac{14,06 \cdot (5 + 5) + 10 \cdot 3 + 25 \cdot 3 + 5 \cdot 3}{1,3 \cdot 14 + 4,18 \cdot 4 + 14,06 \cdot 2 + 10 + 25 + 5} = \frac{409,2}{100,44} = 4,1$$

					КР.41.703.01.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Лебедев А.Р.			<i>Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение их места установки</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Попов В.Н.					12	45
<i>Реценз.</i>						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

Вечерний максимум нагрузки:

$$X_B = \frac{3,5 \cdot (3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12 + 5 + 6 + 7 + 8) + 9,54 \cdot (9 + 10)}{3,5 \cdot 14 + 9,54 \cdot 4 + 30,6 \cdot 2 + 5 + 25 + 2} +$$

$$+ \frac{9,54 \cdot (12 + 13) + 30,6 \cdot (14 + 16) + 5 \cdot 15 + 25 \cdot 16 + 2 \cdot 18}{3,5 \cdot 14 + 9,54 \cdot 4 + 30,6 \cdot 2 + 5 + 25 + 2} = \frac{2202,26}{180,36} = 12,21$$

$$Y_B = \frac{3,5 \cdot (3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 5 + 5 + 5 + 5) + 9,54 \cdot (5 + 5 + 5 + 5)}{3,5 \cdot 14 + 9,54 \cdot 4 + 30,6 \cdot 2 + 5 + 25 + 2} +$$

$$+ \frac{30,6 \cdot (5 + 5) + 5 \cdot 3 + 25 \cdot 3 + 2 \cdot 3}{3,5 \cdot 14 + 9,54 \cdot 4 + 30,6 \cdot 2 + 5 + 25 + 2} = \frac{797,8}{180,36} = 4,25$$

$$X = \frac{X_D + X_B}{2} = \frac{13,7 + 12,21}{2} = 12,955$$

$$Y = \frac{Y_D + Y_B}{2} = \frac{4,1 + 4,25}{2} = 4,175$$

Определяем координаты ТП2:

Дневной максимум нагрузки:

$$X_D = \frac{7 \cdot 1 + 12 \cdot 2 + 3 \cdot 3 + 15 \cdot 4 + 4 \cdot 2 + 5 \cdot 8 + 2 \cdot 6}{7 + 12 + 3 + 15 + 4 + 5 + 2} = \frac{160}{48} = 3,3$$

$$Y_D = \frac{7 \cdot 6 + 12 \cdot 6 + 3 \cdot 6 + 15 \cdot 6 + 4 \cdot 9 + 5 \cdot 8 + 2 \cdot 9}{7 + 12 + 3 + 15 + 4 + 5 + 2} = \frac{316}{48} = 6,6$$

Вечерний максимум нагрузки:

$$X_B = \frac{7 \cdot 1 + 4 \cdot 2 + 10 \cdot 3 + 8 \cdot 4 + 3 \cdot 2 + 2 \cdot 8 + 4 \cdot 6}{7 + 4 + 10 + 8 + 3 + 2 + 4} = \frac{123}{38} = 3,24$$

$$Y_B = \frac{7 \cdot 6 + 4 \cdot 6 + 10 \cdot 6 + 8 \cdot 6 + 3 \cdot 9 + 2 \cdot 8 + 4 \cdot 9}{7 + 4 + 10 + 8 + 3 + 2 + 4} = \frac{253}{38} = 6,66$$

$$X = \frac{X_D + X_B}{2} = \frac{3,3 + 3,24}{2} = 3,27$$

$$Y = \frac{Y_D + Y_B}{2} = \frac{6,6 + 6,66}{2} = 6,63$$

					КР.41.703.01.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

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	13,7	4,1	12,21	4,25	12,955	4,175
2	3,3	6,6	3,24	6,66	3,27	6,63

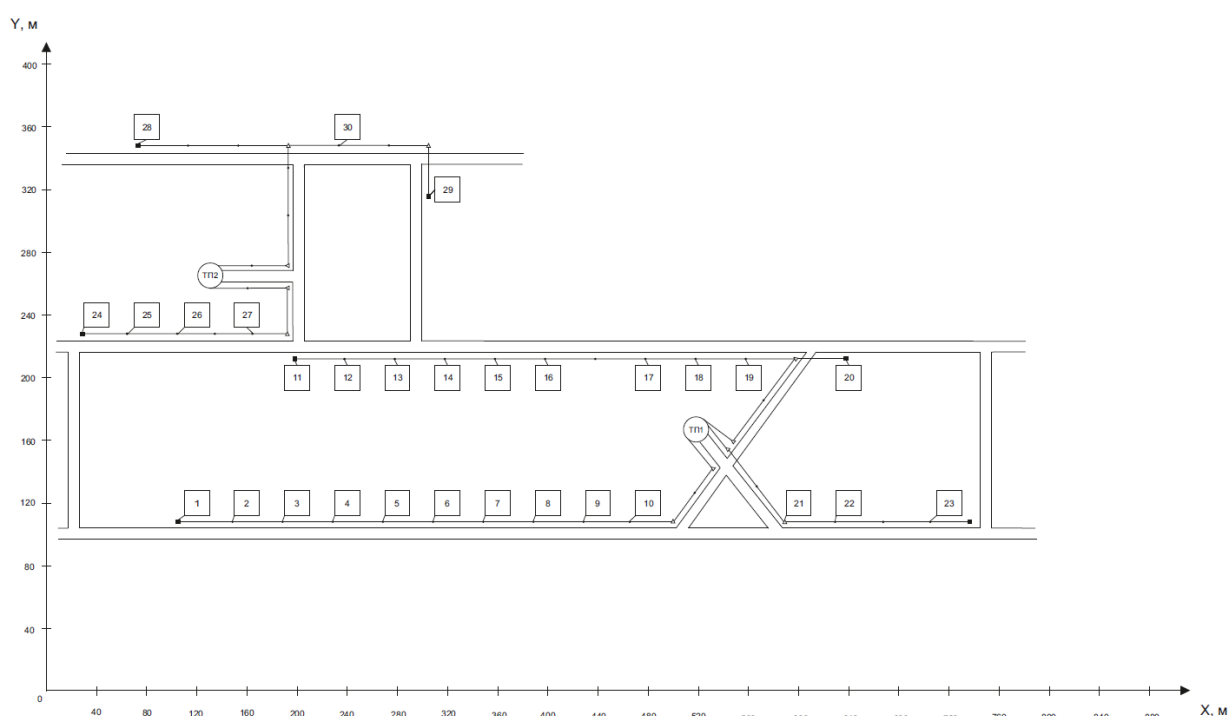


Рисунок 1. Схема расположения потребителей

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.

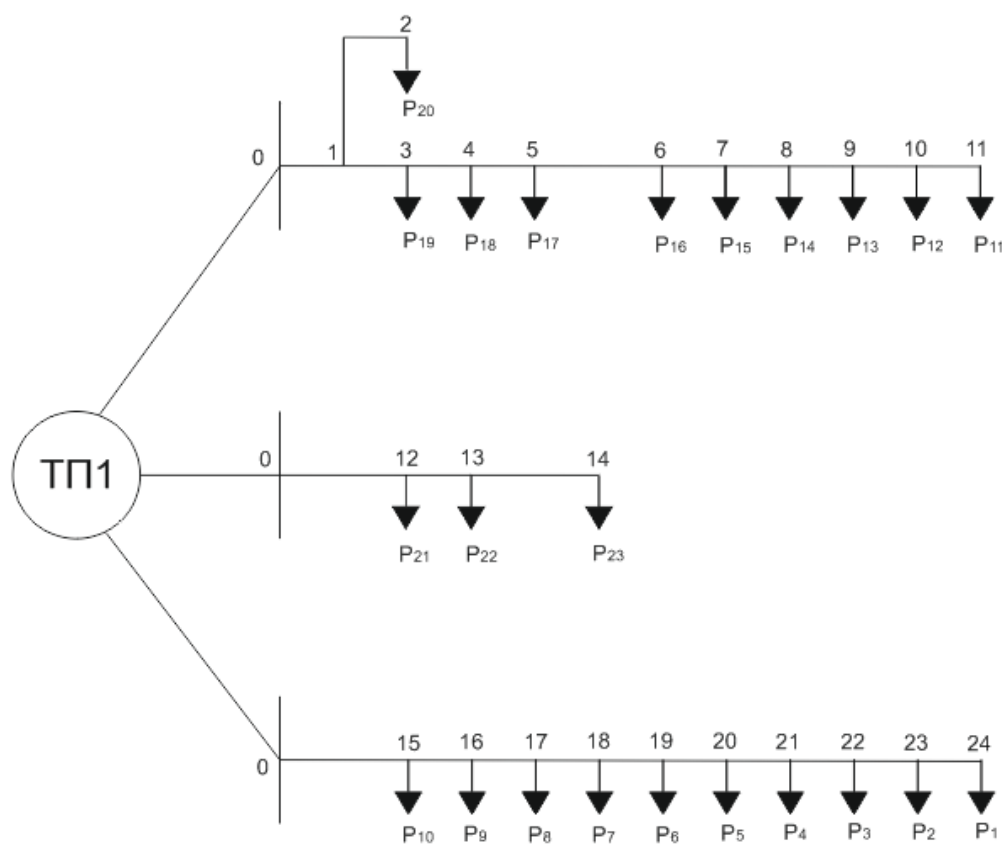


Рисунок 2. Расчетная схема для ТП1

					КР.41.703.01.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Лебедев А.Р.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.				15	45
Реценз.					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.							
Утверд.							
					Построение схем электроснабжения и расчет нагрузок по участкам сети 0,38 кВ		

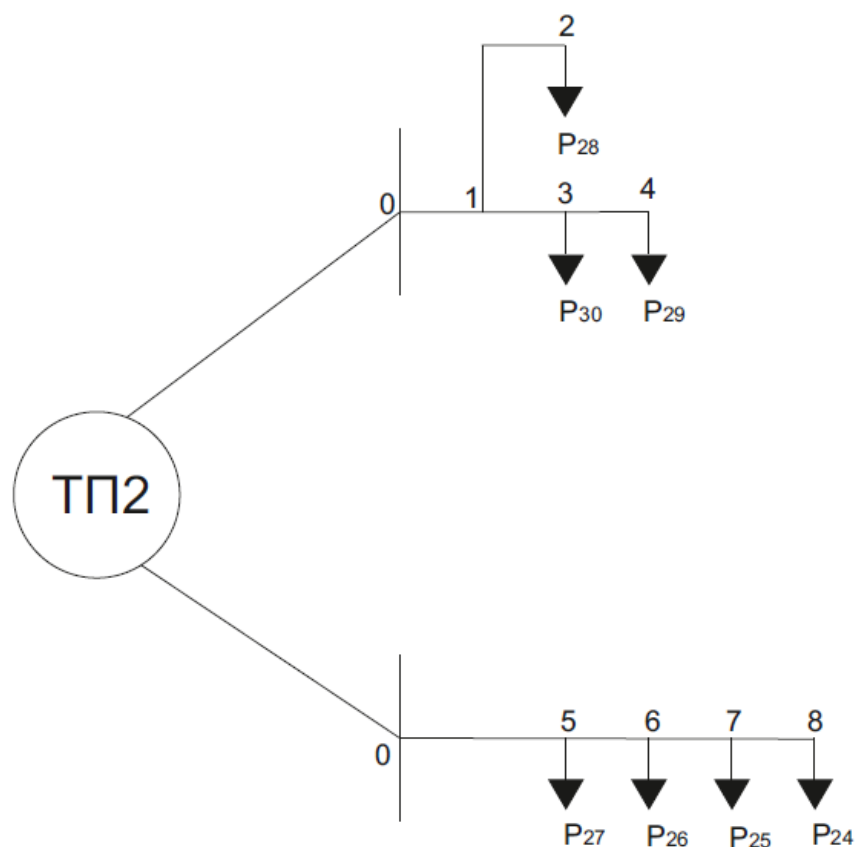


Рисунок 3. Расчетная схема для ТП2

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_M – наименьшая мощность, кВт;

$k_{ДБ}$ – 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.

$$P_D = k_0 \sum_{i=1}^n P_{Di} \quad P_B = k_0 \sum_{i=1}^n P_{Bi}$$

k_0 – коэффициент одновременности;

P_{Di} – дневная нагрузка потребителя, кВт;

P_{Bi} – вечерняя нагрузка потребителя, кВт;

Пример расчета мощностей:

Участок 17-18 (метод коэффициента одновременности):

Коэффициент одновременности $k_0 = 0,47$.

Активная нагрузка:

$$P_{17-18Д} = k_0(P_{7Д} + P_{18-19Д}) = 0,49(1,3 + 1,5) = 1,37 \text{ кВт}$$

$$P_{17-18В} = k_0(P_{7В} + P_{18-19В}) = 0,49(0,52 + 0,6) = 0,55 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{17-18Д} = k_0(Q_{7Д} + Q_{18-19Д}) = 0,47(3,5 + 3,7) = 3,4 \text{ квар}$$

$$Q_{17-18В} = k_0(Q_{7В} + Q_{18-19В}) = 0,49(1,17 + 1,36) = 1,24 \text{ квар}$$

Полная мощность:

$$S_{4-5Д} = \sqrt{P_{17-18Д}^2 + Q_{17-18Д}^2} = \sqrt{1,37^2 + 3,4^2} = 3,6 \text{ кВА}$$

$$S_{4-5В} = \sqrt{P_{18-19В}^2 + Q_{17-18В}^2} = \sqrt{0,55^2 + 1,24^2} = 1,35 \text{ кВА}$$

Участок 12-13 (метод расчёта по надбавкам):

Активная нагрузка:

$$P_{12-13Д} = P_{22Д} + P_{13-14Д} \cdot k_{ДБ} = 25 + 5 \cdot 0,7 = 28,5 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка:

					КР.41.703.01.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$Q_{12-13Д} = Q_{22Д} + Q_{13-14Д} \cdot k_{ДБ} = 15 + 3 \cdot 0,7 = 17,1 \text{ квар}$$

Полная мощность:

$$S_{12-13Д} = \sqrt{P_{12-13Д}^2 + Q_{12-13Д}^2} = \sqrt{28,5^2 + 17,1^2} = 33,24 \text{ кВА}$$

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

Таблица 6 – Расчетные мощности на участках сети

№ участка	P _д , кВт	Q _д , квар	S _д , кВА	P _в , кВт	Q _в , квар	S _в , кВА	S _{МАКС} , кВА	I _{уч} , А
ТП1 Линия 1								
1-2	14,06	8,28	16,32	30,6	14,76	33,97	33,97	51,5
10-11	1,3	0,52	1,4	3,5	1,17	3,7	3,7	5,6
9-10	1,976	0,79	2,13	5,25	1,8	5,4	5,4	8,14
8-9	2,16	0,86	5,3	5,6	1,96	5,93	5,93	8,98
7-8	1,9	0,759	2,0	4,8	1,72	5,09	5,09	7,72
6-7	3,22	1,7	3,64	7,6	3,34	8,3	8,3	12,6
5-6	3,48	1,95	4,0	8,05	3,73	8,73	8,73	13,2
4-5	3,6	2,07	4,15	8,3	3,9	9,17	9,17	13,9
3-4	3,3	1,9	3,8	7,5	3,6	8,3	8,3	12,6
1-3	16,37	9,61	19,0	35,85	17,3	39,8	39,8	60,31
0-1	12,8	7,5	14,83	27,9	13,5	31,0	31,0	46,96
ТП1 Линия 2								
13-14	5	3	5,83	2	0	2	5,83	8,83
12-13	28,5	17,1	33,24	26,4	15	30,4	33,24	50,4
0-12	24,64	17,34	30,13	29,9	12,8	32,52	32,52	49,3
ТП1 Линия 3								
23-24	1,3	0,52	1,4	3,5	1,17	3,7	3,7	5,6
22-23	1,976	0,79	1,5	5,25	1,78	5,54	5,54	8,4
21-22	2,16	0,86	2,3	5,6	1,95	5,92	5,92	9,0
20-21	1,9	0,76	2,04	4,8	1,7	5,09	5,09	7,7
19-20	1,76	0,7	1,9	4,4	1,6	4,7	4,7	7,1
18-19	1,5	0,6	1,6	3,7	1,36	3,94	3,94	5,97
17-18	1,37	0,55	1,5	3,4	1,24	1,8	1,8	2,7
16-17	1,17	0,47	1,3	2,9	1,06	3,1	3,1	4,7
15-16	1,08	0,44	1,16	2,7	0,98	2,9	2,9	4,35
0-15	1,04	0,42	1,12	2,6	0,95	2,76	2,76	4,5
ТП2 Линия 1								
1-2	4	0	4	3	0	3	4	6,06
3-4	5	0	5	2	0	2	5	7,6
1-3	5,25	0	5,25	4,5	0	4,5	5,25	7,95
0-1	5,92	0	5,92	4,8	0	4,8	5,92	8,97
ТП2 Линия 2								
7-8	7	2	7,3	7	2	7,3	7,3	11,03
6-7	14,25	6,0	15,5	8,25	2	8,5	15,5	23,5
5-6	16,35	7,05	17,8	11,7	5,12	12,77	17,8	26,96
0-5	16,6	9,0	18,9	10,4	5,12	11,6	18,9	28,63

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

КР.41.703.01.ПЗ

Лист

18

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:

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

Пример расчета для ВЛ1 ТП1:

$P_{\text{уд}} = 4,5$ Вт/м, $L_{\text{осв}1} = 550$ м, $n = 11$.

					КР.41.703.01.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

$$P_{\text{осв1}} = 550 \cdot 4,5 = 2475 \text{ Вт.}$$

$$P_{\text{л1}} = 2475/10 = 247,5 \text{ Вт.}$$

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

Теперь находим все мощности ламп:

$$P'_{\text{осв}} = 250 \cdot 10 = 2500 \text{ Вт}$$

$$Q'_{\text{осв}} = \frac{2500}{2} = 1250 \text{ вар}$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{2500^2 + 1250^2} = 2795 \text{ ВА}$$

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	Количество опор	Кол-во светильников	Марка лампы
ТП1 ВЛ1	550	2,5	1,25	2,795	14	10	ДРЛ-250
ТП1 ВЛ2	245	1,6	0,8	1,789	7	4	ДРЛ-400
ТП1 ВЛ3	480	2,5	1,25	2,795	13	10	ДРЛ-250
ТП2 ВЛ1	425	2,8	1,4	3,13	12	7	ДРЛ-400
ТП2 ВЛ2	260	1,25	0,625	1,398	8	5	ДРЛ-250

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:

$$S_{\text{ТП1д}} = 14,83 + 30,13 + 1,12 = 46,08 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП1в}} = 31,0 + 32,52 + 2,76 + 7,379 = 73,6 \text{ кВА}$$

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 100 кВт ТМ-100/10.

Для ТП 2:

$$S_{\text{ТП2д}} = 5,92 + 18,9 = 24,82 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП2в}} = 4,8 + 11,6 + 4,528 = 20,92 \text{ кВА}$$

					<i>КР.41.703.01.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Выбор мощности и количества трансформаторов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Лебедев А.Р.</i>					21	45
<i>Провер.</i>		<i>Попов В.Н.</i>				ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

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

$$S_{HT} \geq S_{H.МАКС}$$

Исходя из этого условия выбираем 1 трансформатора на 40 кВт ТМ-40/10.

Результаты занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Данные о трансформаторных пунктах

№ ТП	Тип трансформатора	Количество трансформаторов
1	ТМ – 100/10	1
2	ТМ – 40/10	1

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/мм², $J_{\text{ЭК}} = 1,6$.

Сечения фазных проводов магистрали ВЛ рекомендуется принимать не менее 50 мм².

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 _{МАКС} , кВА	I _{уч} , А	F _{ЭК} , мм ²	Марка провода	I _{доп} , А	L _{уч} , км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км
ТП1 Линия 1								
1-2	33,97	51,5	32,2	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
10-11	3,7	5,6	3,5	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
9-10	5,4	8,14	5,1	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
8-9	5,93	8,98	5,6	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
7-8	5,09	7,72	4,8	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
6-7	8,3	12,6	7,87	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
5-6	8,73	13,2	8,25	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,08	0,568	0,0785
4-5	9,17	13,9	8,7	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
3-4	8,3	12,6	7,87	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
1-3	39,8	60,31	37,7	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
0-1	31,0	46,96	29,35	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,112	0,568	0,0785
ТП1 Линия 2								
13-14	5,83	8,83	5,52	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,075	0,568	0,0785
12-13	33,24	50,4	31,5	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
0-12	32,52	49,3	30,8	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,1	0,568	0,0785

					КР.41.703.01.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лебедев А.Р.			Выбор сечений проводников линий электропередачи 0,38 кВ	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.					23	45
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

ТП1 Линия 3								
23-24	3,7	5,6	3,5	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
22-23	5,54	8,4	5,25	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
21-22	5,92	9,0	5,63	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
20-21	5,09	7,7	4,8	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
19-20	4,7	7,1	4,44	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
18-19	3,94	5,97	3,7	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
17-18	1,8	2,7	1,7	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
16-17	3,1	4,7	2,93	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
15-16	2,9	4,35	2,7	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,038	0,641	0,07
0-15	2,76	4,5	2,8	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,117	0,641	0,07
ТП2 Линия 1								
1-2	4	6,06	3,8	СИП 2А 3х50+54,6+16	240	0,12	0,641	0,07
3-4	5	7,6	4,75	СИП 2А 3х50+54,6+16	240	0,1	0,641	0,07
1-3	5,25	7,95	4,96	СИП 2А 3х50+54,6+16	240	0,4	0,641	0,07
0-1	5,92	8,97	5,6	СИП 2А 3х50+54,6+16	240	0,15	0,641	0,07
ТП2 Линия 2								
7-8	7,3	11,03	6,7	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,035	0,568	0,0785
6-7	15,5	23,5	14,7	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
5-6	17,8	26,96	16,85	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,06	0,568	0,0785
0-5	18,9	28,63	17,9	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,123	0,568	0,0785

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:

$$R = R_0L \quad X = X_0L$$

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:

$$\Delta U_{0-1} = \frac{30600 \cdot 0,568 \cdot 0,04 + 14760 \cdot 0,0785 \cdot 0,04}{380^2} \cdot 100\% = 0.514 \%$$

Аналогично рассчитываем другие участки и заносим результаты в таблицу 10.

Таблица 10 – Потери напряжения на участках сети

№ участка	Марка провода	$L_{\text{уч}}$, км	$\Delta U_{\text{л0,38}}$, %
ТП 1 Линия 1			
1-2	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,514
10-11	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,058
9-10	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,087
8-9	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,092
7-8	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,079
6-7	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,127
5-6	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,08	0,27
4-5	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,139

					КР.41.703.01.ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчет потерь напряжения на участках сети					
Разраб.	Лебедев А.Р.							Лит.	Лист	Листов
Провер.	Попов В.Н.								25	45
Реценз.								ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.										
Утверд.										

3-4	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,04	0,126
1-3	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,04	0,602
0-1	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,112	1,311
ТП 1 Линия 2			
13-14	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,075	0,16
12-13	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,04	0,486
0-12	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,1	1,246
ТП 1 Линия 3			
23-24	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,064
22-23	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,097
21-22	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,103
20-21	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,089
19-20	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,081
18-19	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,068
17-18	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,063
16-17	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,054
15-16	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,038	0,047
0-15	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,117	0,14
ТП 2 Линия 1			
1-2	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,12	0,213
3-4	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,1	0,222
1-3	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,4	0,932
0-1	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,15	0,394
ТП 2 Линия 2			
7-8	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,035	0,1
6-7	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,04	0,237
5-6	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,06	0,409
0-5	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,123	0,863

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.

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 – Отклонения напряжения у потребителей, питающихся от ТПП

Потери, надбавки, отклонение	ТП 1, Л1, потреб. №11	ТП 1, Л2, потреб. №21
	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
$\Delta U_{\text{л0.38}},\%$	-2,891	-0,025
$\delta U_{\text{потр}},\%$	-0,391	6,225

					КР.41.703.01.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Лебедев А.Р.</i>				Определение отклонения напряжения у потребителей	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Попов В.Н.</i>						27	45
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								
						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		

При 100% загрузке у потребителя №1:

$$\delta U_{S1} = 5 + 2,5 - 4 - 1,967 - 1 = -0,533\%$$

При 25% загрузке, у потребителя №17:

$$\delta U_{S17} = 5 + 2,5 - 0,25 \cdot 4 - 0,25 \cdot 0,05 - 0,25 \cdot 1 = 6,24\%$$

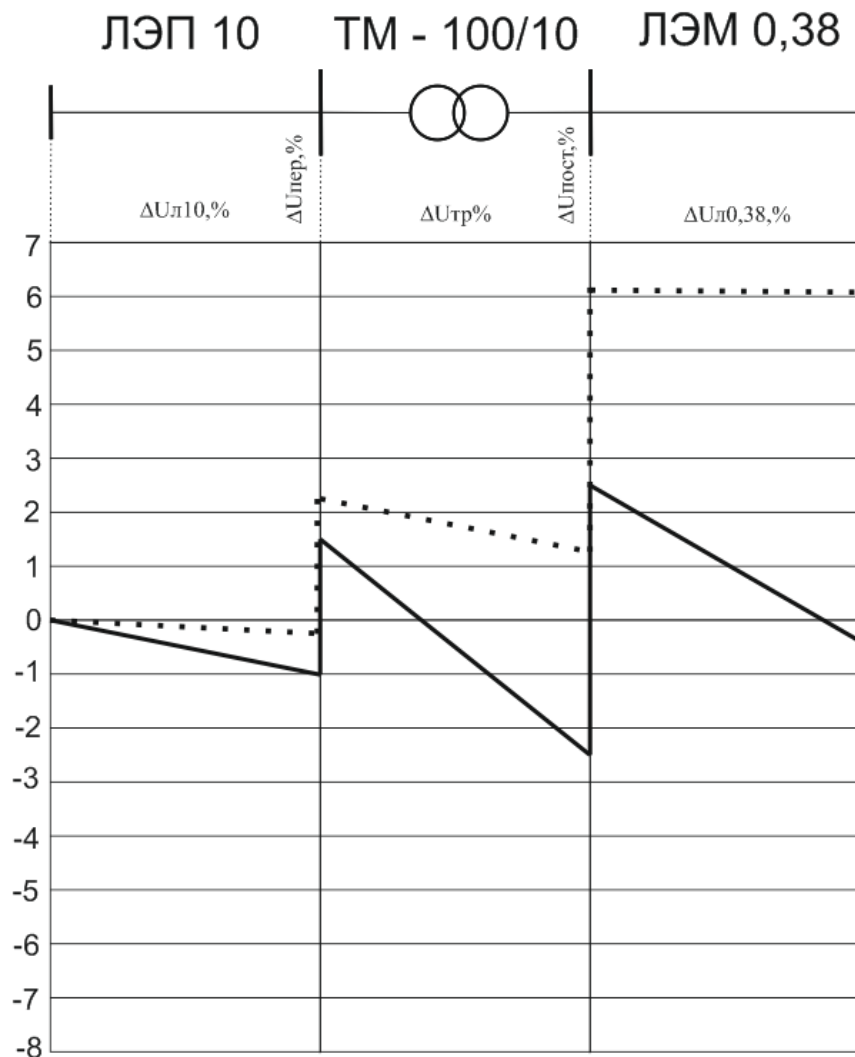


Рисунок 4. Отклонение напряжение у потребителей, питающихся от ТП1

Расчет отклонения напряжения для ТП 2:

Таблица 12 – Отклонения напряжения у потребителей, питающихся от ТП2

Потери, надбавки, отклонение	ТП 2, Л1, потреб. №29	ТП 2, Л2, потреб. №27
		100%
$\Delta U_{л10, \%}$	-1	-0,25
$\Delta U_{пер, \%}$	+2,5	+2,5

$\Delta U_{тр},\%$	-4	-1
$\Delta U_{пост},\%$	+5	+5
$\Delta U_{л0.38},\%$	-0,65	-0,03
$\delta U_{потр},\%$	1,85	6,22

При 100% загрузке у потребителя №27:

$$\delta U_{S27} = 5 + 2,5 - 4 - 1,88 - 1 = 0,62\%$$

При 25% загрузке, у потребителя №22:

$$\delta U_{S22} = 5 + 2,5 - 0,25 \cdot 4 - 0,25 \cdot 1,43 - 0,25 \cdot 1 = 4,82\%$$

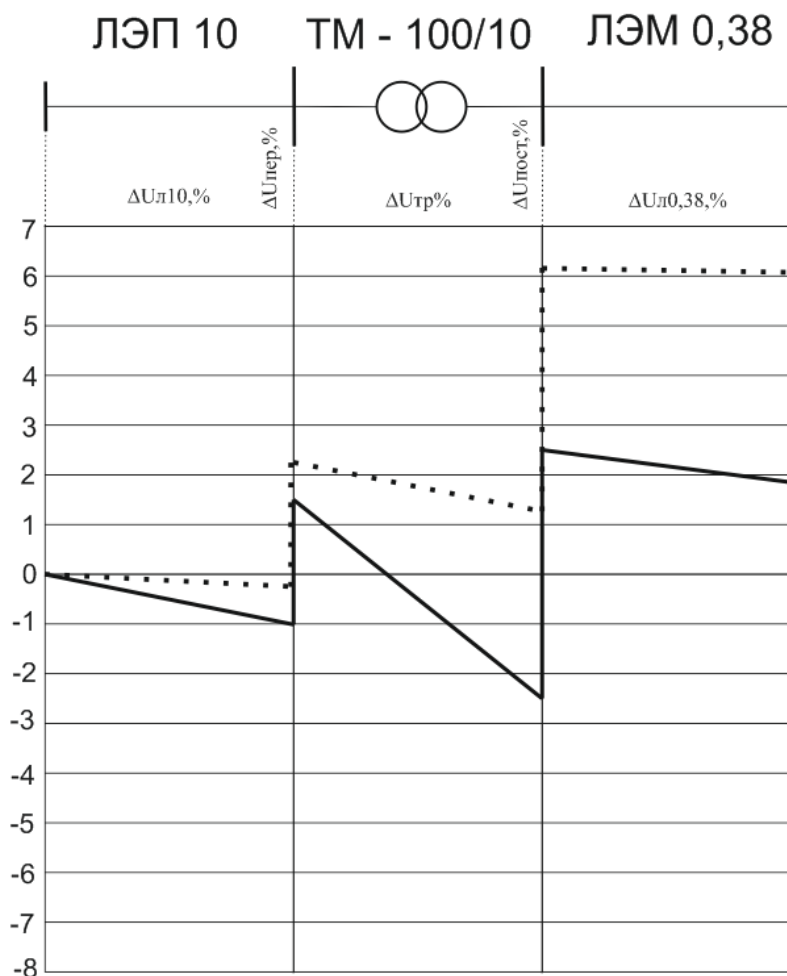


Рисунок 5. Отклонение напряжение у потребителей, питающихся от ТП2

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

КР.41.703.01.ПЗ

Лист

29

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.

1. Определяем сопротивление линии от трансформатора до электродвигателя.

$$Z_{л} = \sqrt{R_{л}^2 + X_{л}^2}$$

$$Z_{л} = \sqrt{0,079^2 + 0,011^2} = 0,006 \text{ Ом}$$

2. Определяем сопротивление трансформатора со стороны шин 0,4 кВ.

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

$$Z_{Т} = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 100000} = 0,072 \text{ Ом}$$

3. Определяем номинальный ток электродвигателя.

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

$$I_{Н} = \frac{18500}{\sqrt{3} \cdot 400} = 26,73 \text{ А}$$

4. Определяем сопротивление электродвигателя при заторможенном роторе.

					КР.41.703.01.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Проверка сети на запуск самого мощного электродвигателя	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Лебедев А.Р.						30	45
Провер.	Попов В.Н.					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.								

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

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

Выбираем двигатель АИР 200 L8 18,5 кВт с кратностью пускового тока $k_i = 7$, тогда рассчитаем сопротивление:

$$Z_{д} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 26,73 \cdot 7} = 1,24 \text{ Ом}$$

5. Определяем пусковой ток электродвигателя при заторможенном роторе

$$I_{п} = \frac{U_{Н}}{\sqrt{3} \cdot (\overline{Z}_{Т} + \overline{Z}_{Л} + \overline{Z}_{д})}$$

где $Z_{Т}$ — сопротивление трансформатора, Ом; $Z_{Л}$ — сопротивление ЛЭП, Ом; $Z_{д}$ — сопротивление электродвигателя при заторможенном роторе, Ом.

$$I_{п} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (0,072 + 0,066 + 1,24)} = 166,66 \text{ А}$$

6. Междофазное напряжение электродвигателя на зажимах электродвигателя при пуске.

$$U_{д} = \sqrt{3} \cdot I_{п} \cdot Z_{д}$$

$$U_{д} = \sqrt{3} \cdot 166,66 \cdot 1,24 = 357,53 \text{ В}$$

7. Угловая частота вращения ротора.

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

					КР.41.703.01.ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

8. Номинальный момент электродвигателя

$$M_{\text{д}} = \frac{P_{\text{н}}}{\omega}$$

где $P_{\text{н}}$ — номинальная мощность электродвигателя, Вт.

$$M_{\text{д}} = \frac{18500}{314} = 58,9 \text{ Нм}$$

9. Пусковой момент электродвигателя при пониженном напряжении.

$$M_{\text{п}} = M_{\text{д}} \cdot \frac{U_{\text{д}}^2}{U_{\text{н}}^2}$$

$$M_{\text{п}} = 58,9 \cdot \frac{357,53^2}{400^2} = 47,06 \text{ Нм}$$

10. Избыточный момент электродвигателя.

$$M_{\text{и}} = 0,25 \cdot M_{\text{д}}$$

$$M_{\text{и}} = 0,25 \cdot 58,9 = 14,725 \text{ Нм}$$

11. Необходимый момент электродвигателя

$$M_{\text{нд}} = M_{\text{и}} + M_{\text{с}}$$

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

$$M_{\text{нд}} = 14,725 + 10 = 24,725 \text{ Нм}$$

12. Для успешного пуска двигателя необходимо соблюсти условие

$$M_{\text{п}} \geq M_{\text{нд}}$$

$$47,06 \geq 24,725$$

Условие выполняется, значит сечение проводников питающей сети выбраны правильно.

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

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.

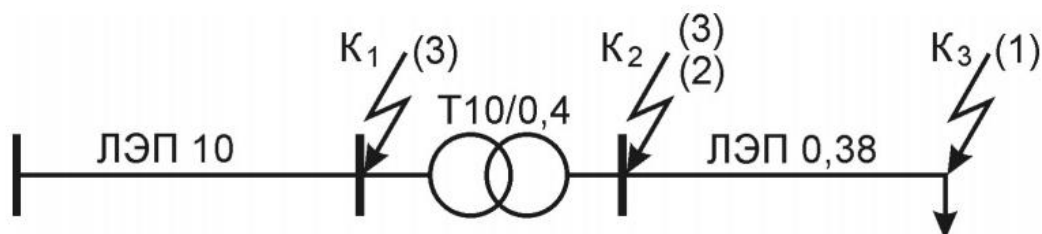


Рисунок 6. Расчетная схема сети для ТП 1 и ТП2

Схема замещения для ТП 1 линии 1:

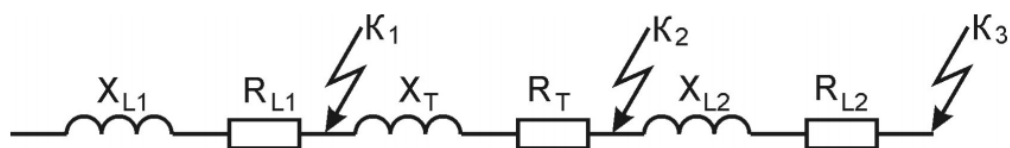


Рисунок 7. Схема замещения

Сопротивление линии электропередачи в условиях эксплуатации определяется:

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

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

L – длина участка ЛЭП, км.

Рассчитаем ток для линии 10 кВ:

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

$$I = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 5,78 \text{ А}$$

С помощью метода экономической плотности выбираем сечение проводника:

					КР.41.703.01.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лебедев А.Р.			Расчёт токов короткого замыкания	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.					33	45
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		

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

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{5,78}{1,6} = 3,6 \text{ мм}^2$$

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:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_L^2 + X_L^2}}$$

Ток трехфазного короткого замыкания для ТП1 и ТП2 в точке К1 будет равен:

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

Полное сопротивление фазы трансформатора определяют:

$$Z_T = \frac{u_{\text{кз}} \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H}$$

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

U_H – номинальное напряжение трансформатора, В;

S_H – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$Z_T = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 100000} = 0,073 \text{ Ом} \quad Z_T = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 40000} = 0,18 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление фазы трансформатора определяется:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_H^2}{S_H^2}$$

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

$$R_T = \frac{1970 \cdot 400^2}{100000^2} = 0,032 \text{ Ом} \quad R_T = \frac{880 \cdot 400^2}{40000^2} = 0,08 \text{ Ом}$$

					КР.41.703.01.ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Реактивное сопротивление найдем из следующей формулы:

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

$$X_T = \sqrt{0,073^2 - 0,032^2} = 0,065 \text{ Ом} \quad X_T = \sqrt{0,18^2 - 0,08} = 0,161 \text{ Ом}$$

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.

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

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

Рассчитаем ток короткого замыкания в точке К2:

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

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

U_Φ – фазное напряжение сети.

$$I_K^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(0,0103 + 0,032)^2 + (0,0013 + 0,65)^2}} = 2937 \text{ А}$$

$$I_K^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(0,0103 + 0,08)^2 + (0,0013 + 0,161)^2}} = 2962 \text{ А}$$

Рассчитаем ток двухфазного короткого замыкания в точке К2:

					КР.41.703.01.ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$I_K^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{(0,0103 + 0,032)^2 + (0,0013 + 0,65)^2}} = 2544 \text{ A}$$

$$I_K^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{(0,0103 + 0,032)^2 + (0,0013 + 0,65)^2}} = 2564 \text{ A}$$

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_Φ, R_N – активные сопротивления фазного и нулевого проводников ЛЭП с учётом длины, Ом;

X_Φ, X_N – реактивные сопротивления фазного и нулевого проводников ЛЭП с учётом длины, Ом.

Для воздушной линии электропередачи, выполненной голым проводом активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности воздушной линии можно принять $R_N = R_\Phi, X_N \approx 3X_\Phi$

Пример расчёта токов короткого замыкания для ТП 1:

Однофазное короткое замыкание линии 5-6:

$$R_\Phi = 0,08 \cdot 0,568 = 0,045 \text{ Ом}$$

$$X_\Phi = 0,08 \cdot 0,0785 = 0,0063 \text{ Ом}$$

$$R_N = R_\Phi = 0,045 \text{ Ом}$$

$$X_N = 3X_\Phi = 0,0189 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{петл}} = \sqrt{(2 \cdot 0,045)^2 + (0,0063 + 0,0189)^2} = 0,093 \text{ Ом}$$

Расчет петли фаза – ноль для остальных линий рассчитывается аналогично, результаты заносим в таблицу 13.

Рисунок 13. Рассчитанное сопротивление петли фаза-ноль

№ участка	R _ф , Ом	X _ф , Ом	R _N , Ом	X _N , Ом	Z _{петл}
ТП1 Линия 1					
1-2	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
10-11	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
9-10	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
8-9	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
7-8	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
6-7	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
5-6	0,045	0,0063	0,045	0,0189	0,093
4-5	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
3-4	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
1-3	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
0-1	0,064	0,0088	0,064	0,0264	0,133
Сумма					0,658
ТП1 Линия 2					
13-14	0,043	0,006	0,043	0,018	0,089
12-13	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
0-12	0,057	0,008	0,057	0,024	0,118
Сумма					0,255
ТП1 Линия 3					
23-24	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,052
22-23	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,052
21-22	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,052
20-21	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,052
19-20	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,052
18-19	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,052
17-18	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,052
16-17	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,052
15-16	0,0244	0,0026	0,0244	0,0078	0,05
0-15	0,075	0,0082	0,075	0,0246	0,154
Сумма					0,62
ТП2 Линия 1					
1-2	0,077	0,0084	0,077	0,0252	0,158
3-4	0,064	0,007	0,064	0,021	0,131
1-3	0,256	0,028	0,256	0,084	0,524
0-1	0,096	0,0105	0,096	0,0315	0,197
Сумма					1,01
ТП2 Линия 2					
7-8	0,02	0,0027	0,02	0,0081	0,041
6-7	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,048
5-6	0,034	0,0047	0,034	0,0141	0,071

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

КР.41.703.01.ПЗ

Лист

37

0,5	0,07	0,0096	0,07	0,0288	0,145
Сумма					0,305

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{\frac{0,073}{3} + 0,658} = 323,5 \text{ А}$$

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 ТП 1	К2	трехфазное	2937
Линия 10 кВ и ТП 2	К2	трехфазное	2962
Линия 10 кВ и ТП 1	К2	двухфазное	2544
Линия 10 кВ и ТП 2	К2	двухфазное	2564
ТП 1 линия 1	К3	однофазное	323,5
ТП 1 линия 2	К3	однофазное	785,7
ТП 1 линия 3	К3	однофазное	341,6
ТП 2 линия 1	К3	однофазное	205,6
ТП 2 линия 2	К3	однофазное	602,74

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

Защита трансформатора 10/0,4 кВ 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:

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

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

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

Выбор предохранителей для ТП 1:

$$I_{НТ} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ А}$$

$$I_{ПВ} = (2 \dots 3) \cdot 2,3 = 4,62 \dots 6,94 \text{ А}$$

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

Предохранитель проверяется на предельную отклоняющую способность по условию

$$i_{ПР} \geq \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)}$$

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

$$i_{ПР1и2} = \sqrt{2} * 1 * 2937 = 4154 \text{ А}$$

$$12500 \text{ А} \geq 4154 \text{ А}$$

					КР.41.703.01.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лебедев А.Р.			Выбор аппаратуры трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.					39	45
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

$$i_{\text{ПР1и2}} = \sqrt{2} * 1 * 2962 = 4188,9 \text{ A}$$

$$12500 \text{ A} \geq 4188,9 \text{ A}$$

ТП1: ПКТ-101-10-16-12,5У1. $I_{\text{ПВ}} = 16 \text{ A}$ $i_{\text{ПР}} = 12,5 \text{ кА}$

ТП2: ПКТ-101-10-5-12,5У1. $I_{\text{ПВ}} = 5 \text{ A}$ $i_{\text{ПР}} = 12,5 \text{ кА}$

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

Автоматический выключатель выбирается 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:

$$U_{\text{НВ}} \geq U_{\text{С}}$$

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

$$380 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$$

Номинальный ток автоматического выключателя:

$$I_{\text{НВ}} \geq I_{\text{Р.мах}}$$

$I_{\text{НВ}}$ - номинальный ток автоматического выключателя, $I_{\text{Р.мах}}$ – номинальный рабочий ток линии, А.

ТП 1 Линия 1: $I_{\text{НВ}} \geq 60,31 \text{ A}$

ТП 1 Линия 2: $I_{\text{НВ}} \geq 50,4 \text{ A}$

					<i>КР.41.703.01.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

ТП 1 Линия 3: $I_{НВ} \geq 9,0 \text{ А}$

ТП 2 Линия 1: $I_{НВ} \geq 8,97 \text{ А}$

ТП 2 Линия 2: $I_{НВ} \geq 28,63 \text{ А}$

Номинальный ток теплового расцепителя:

$$I_{НТР} \geq I_{P.max}$$

ТП 1 Линия 1: $I_{НТР} \geq 60,31 \text{ А}$

ТП 1 Линия 3: $I_{НТР} \geq 9,0 \text{ А}$

ТП 2 Линия 1: $I_{НТР} \geq 8,97 \text{ А}$

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

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

где $I_{П.max}$ — максимальный пусковой ток линии, А; λ — коэффициент, учитывающий условия пуска электродвигателя, 2,5 — лёгкий пуск, 1,6 — тяжёлый пуск.

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{НТР} \geq 1,1 * \left(50,4 + \frac{166,66}{2,5} \right) \text{ А} \quad I_{НТР} \geq 128,77 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 2: } I_{НТР} \geq 1,1 * \left(28,63 + \frac{48,6}{2,5} \right) \text{ А} \quad I_{НТР} \geq 52,9 \text{ А}$$

Номинальный ток электромагнитного расцепителя при наличии двигательной нагрузки

$$I_{НЭР} \geq I_{P.max}$$

ТП 1 Линия 1: $I_{НЭР} \geq 60,31 \text{ А}$

ТП 1 Линия 3: $I_{НЭР} \geq 9,0 \text{ А}$

ТП 2 Линия 1: $I_{НЭР} \geq 8,97 \text{ А}$

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

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

					КР.41.703.01.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

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

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{\text{НЭР}} \geq 1,2 \cdot (166,66 + (67,45 + 27,55)) \quad I_{\text{НЭР}} \geq 314 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{\text{НЭР}} \geq 1,2 \cdot (48,6) \quad I_{\text{НЭР}} \geq 57,96 \text{ А}$$

Принимаем номинальный ток теплового и электромагнитного расцепителя.

$$\text{ТП 1 Линия 1: } I_{\text{НВ}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 80 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{\text{НВ}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 160 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 400 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 3: } I_{\text{НВ}} = 10 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 16 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 50 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 1: } I_{\text{НВ}} = 10 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 16 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 50 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 2: } I_{\text{НВ}} = 32 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 80 \text{ А}$$

Автоматические выключатели проверяют по условиям:

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

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

$$\text{ТП 1 Линия 1: } K_{\text{ч}} = \frac{323,5}{63} = 5,13 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: } K_{\text{ч}} = \frac{785,7}{160} = 4,91 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 1 Линия 3: } K_{\text{ч}} = \frac{341,6}{16} = 21,35 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 2 Линия 1: } K_{\text{ч}} = \frac{205,6}{16} = 12,85 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 2 Линия 2: } K_{\text{ч}} = \frac{602,74}{63} = 9,57 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

Выбираем для всех линий следующие серии выключателей:

$$\text{ТП 1 Линия 1: АЗ114/1} \quad I_{\text{НВ}} = 100 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 100 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 1000 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: АЗ133} \quad I_{\text{НВ}} = 200 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 200 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 1400 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 3: АЕ2046ХХ} \quad I_{\text{НВ}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НТР}} = 63 \text{ А} \quad I_{\text{НЭР}} = 63 \text{ А}$$

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

ТП 2 Линия 2: А3114/1 $I_{НВ} = 100 \text{ А}$ $I_{НТР} = 100 \text{ А}$ $I_{НЭР} = 1000 \text{ А}$

Предельной коммутационной стойкости при трёхфазном коротком замыкании в месте установки

$$I_{\text{ПКС}} \geq I_{\text{К}}^{(3)}$$

ТП 1 Линия 1: $12000 \text{ А} \geq 2937 \text{ А}$

ТП 1 Линия 2: $30000 \text{ А} \geq 2937 \text{ А}$

ТП 1 Линия 3: $6000 \text{ А} \geq 2937 \text{ А}$

ТП 2 Линия 1: $6000 \text{ А} \geq 2962 \text{ А}$

ТП 2 Линия 2: $12000 \text{ А} \geq 2962 \text{ А}$

Результаты выбора автоматических выключателей сводим в таблицу 15

Таблица 15 – Результаты выбора автоматических выключателей

Номер ТП и отходящей линии	$I_{p,max}, \text{ А}$	Тип автоматического выключателя	$I_{НВ}, \text{ А}$	$I_{НТР}, \text{ А}$	$I_{НЭР}, \text{ А}$	$I_{\text{ПКС}}, \text{ А}$	$K_{\text{ч}}$
ТП 1							
Линия 1	56,8	А3114/1	100	100	1000	12000	5,13
Линия 2	75,15	А3133	200	200	1400	30000	4,91
Линия 3	10,25	АЕ2046ХХ	63	63	63	6000	21,35
ТП 2							
Линия 1	64,2	АЕ2046ХХ	63	63	63	6000	12,85
Линия 2	108,2	А3114/1	100	100	1000	12000	9,57

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>Лебедев А.Р.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Попов В.Н.</i>					44	45
<i>Реценз.</i>						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

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

					КР.41.703.01.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лебедев А.Р.</i>			Литературные источники	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Попов В.Н.</i>					45	45
<i>Реценз.</i>						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								