

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

Смирнов Никита Валерьевич

Руководитель: Попов. В.Н., 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 эксплуатации электрооборудования

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к курсовой работе по дисциплине «Электроснабжение»

на тему:

«Электроснабжение населённого пункта»

Автор работы _____ 04.06.2020 _____ Н.В. Смирнов
Подпись

Группа 734

Руководитель работы _____ 04.06.2020 _____ В.Н. Попов
Подпись

Работа защищена _____
Дата *Оценка прописью*

Караваяево 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 _____ Смирнов Н.В. _____ группа _____ 734 _____

вариант № 07

Содержание расчетно-пояснительной записки

- 1) Введение.
- 2) Определение расчётной мощности на вводах потребителей.
- 3) Выбор необходимого количества трансформаторных пунктов и определение места их 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 10 и 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) Расчет 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 _____ Н.В. Смирнов _____

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	607	Одноквартирные дома	III
02	4	3	607	Одноквартирные дома	III
03	5	3	607	Одноквартирные дома	III
04	6	3	607	Одноквартирные дома	III
05	7	3	607	Одноквартирные дома	III
06	8	3	607	Одноквартирные дома	III
07	9	3	607	Одноквартирные дома	III
08	10	3	607	Одноквартирные дома	III
09	11	3	607	Одноквартирные дома	III
10	12	3	607	Одноквартирные дома	III
11	5	5	607	Одноквартирные дома	III
12	6	5	607	Одноквартирные дома	III
13	7	5	607	Одноквартирные дома	III
14	8	5	607	Одноквартирные дома	III
15	9	5	607	Четырёхквартирные	III
16	10	5	607	Четырёхквартирные	III
17	12	5	607	Четырёхквартирные	III
18	13	5	607	Четырёхквартирные	III
19	14	5	607	Двадцатиквартирные	III
20	16	5	607	Двадцатиквартирные	III
21	15	3	155	Птичник на 8 тыс. кур	II
22	16	3	170	Овчарня на 800...1000 овцематок	II
23	18	3	139	Свинарник-маточник с подвесной дорогой на 50 маток с электрообогревом	II
24	1	6	370	Теплая стоянка для тракторов	III
25	2	6	353	Маслобойка	III
26	3	6	337	Цех по переработке 50 т солений и 130 т капусты	III
27	4	6	386	Котельная с 4-мя котлами для отопления и горячего водоснабжения	II
28	2	9	376	Гараж с профилакторием на 25 автомашин	III
29	8	8	339	Кузница	III
30	6	9	199	Ветеринарно-фельдшерский пункт	III

					КР.41.703.01.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Смирнов Н.В.			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	1,5	0,6	4,0	1,32
02	1,5	0,6	4,0	1,32
03	1,5	0,6	4,0	1,32
04	1,5	0,6	4,0	1,32
05	1,5	0,6	4,0	1,32
06	1,5	0,6	4,0	1,32
07	1,5	0,6	4,0	1,32
08	1,5	0,6	4,0	1,32
09	1,5	0,6	4,0	1,32
10	1,5	0,6	4,0	1,32
11	1,5	0,6	4,0	1,32
12	1,5	0,6	4,0	1,32
13	1,5	0,6	4,0	1,32
14	1,5	0,6	4,0	1,32
15	4,45	2,64	10,6	4,9
16	4,45	2,64	10,6	4,9
17	4,45	2,64	10,6	4,9
18	4,45	2,64	10,6	4,9
19	14,28	8,88	34	15,77
20	14,28	8,88	34	15,77
21	25	12	25	12
22	1	-	5	-
23	28	12	28	-
24	5	3	2	-
25	10	7	1	-
26	40	45	40	45
27	28	20	28	20
28	30	25	15	12
29	5	-	1	-
30	3	-	3	-

Таблица 3 – Удельные нагрузки уличного освещения

Код	Вид дороги	Ширина, м	Удельная мощность ламп, Вт/м	Условная единица длины, м
707	Поселковая с асфальтобетонным покрытием	9...12	6,5	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.

					<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>		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>Смирнов Н.В.</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 – Расчётные мощности на вводах потребителей

№ потребителя	Рмд, кВт	Qмд, квар	Рмв, кВт	Qмв, квар	Категория по надёжности электроснабжения
01	1,5	0,6	4,0	1,32	III
02	1,5	0,6	4,0	1,32	III
03	1,5	0,6	4,0	1,32	III
04	1,5	0,6	4,0	1,32	III
05	1,5	0,6	4,0	1,32	III
06	1,5	0,6	4,0	1,32	III
07	1,5	0,6	4,0	1,32	III
08	1,5	0,6	4,0	1,32	III
09	1,5	0,6	4,0	1,32	III
10	1,5	0,6	4,0	1,32	III
11	1,5	0,6	4,0	1,32	III
12	1,5	0,6	4,0	1,32	III
13	1,5	0,6	4,0	1,32	III
14	1,5	0,6	4,0	1,32	III
15	4,45	2,64	10,6	4,9	III
16	4,45	2,64	10,6	4,9	III
17	4,45	2,64	10,6	4,9	III
18	4,45	2,64	10,6	4,9	III
19	14,28	8,88	34	15,77	III
20	14,28	8,88	34	15,77	III
21	25	12	25	12	II
22	1	-	5	-	II
23	28	12	28	-	II
24	5	3	2	-	III
25	10	7	1	-	III
26	40	45	40	45	III
27	28	20	28	20	II
28	30	25	15	12	III
29	5	-	1	-	III
30	3	-	3	-	III

					КР.41.703.01.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Смирнов Н.В.			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:

$$P_{15д} = 0,53 \cdot 4 \cdot 2,1 = 4,45 \text{ кВт}$$

$$P_{15в} = 0,53 \cdot 4 \cdot 5,0 = 10,6 \text{ кВт}$$

Расчет двадцатиквартирного дома:

$$P_{19д} = 0,34 \cdot 20 \cdot 2,1 = 14,28 \text{ кВт}$$

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

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:

$$Q_{15д} = 0,55 \cdot 4 \cdot 1,2 = 2,64 \text{ квар}$$

$$Q_{15в} = 0,53 \cdot 4 \cdot 2,32 = 4,9 \text{ квар}$$

Расчет двадцатиквартирного дома:

$$Q_{19д} = 0,37 \cdot 20 \cdot 1,2 = 8,88 \text{ квар}$$

$$Q_{19в} = 0,34 \cdot 20 \cdot 2,32 = 15,77 \text{ квар}$$

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:

$$X_d = \frac{1,5 \cdot (3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12 + 5 + 6 + 7 + 8) + 4,45 \cdot (9 + 10)}{1,5 \cdot 14 + 4,45 \cdot 4 + 14,28 \cdot 2 + 25 + 1 + 28} +$$

$$+ \frac{4,45 \cdot (12 + 13) + 14,28 \cdot (14 + 16) + 25 \cdot 15 + 1 \cdot 16 + 28 \cdot 18}{1,5 \cdot 14 + 4,45 \cdot 4 + 14,28 \cdot 2 + 25 + 1 + 28} = \frac{1670,7}{121,36} = 13,76$$

$$Y_d = \frac{1,5 \cdot (3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 5 + 5 + 5 + 5) + 4,45 \cdot (5 + 5 + 5 + 5)}{1,5 \cdot 14 + 4,45 \cdot 4 + 14,28 \cdot 2 + 25 + 1 + 28} +$$

$$+ \frac{14,28 \cdot (5 + 5) + 25 \cdot 3 + 1 \cdot 3 + 28 \cdot 3}{1,5 \cdot 14 + 4,45 \cdot 4 + 14,28 \cdot 2 + 25 + 1 + 28} = \frac{468,8}{121,36} = 3,86$$

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

Вечерний максимум нагрузки:

$$X_B = \frac{4 \cdot (3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12 + 5 + 6 + 7 + 8) + 10,6 \cdot (9 + 10)}{4 \cdot 14 + 10,6 \cdot 4 + 34 \cdot 2 + 25 + 5 + 28} +$$

$$+ \frac{10,6 \cdot (12 + 13) + 34 \cdot (14 + 16) + 25 \cdot 15 + 5 \cdot 16 + 28 \cdot 18}{4 \cdot 14 + 10,6 \cdot 4 + 34 \cdot 2 + 25 + 5 + 28} = \frac{2849,4}{224,4} = 12,7$$

$$Y_B = \frac{4 \cdot (3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 5 + 5 + 5 + 5) + 10,6 \cdot (5 + 5 + 5 + 5)}{4 \cdot 14 + 10,6 \cdot 4 + 34 \cdot 2 + 25 + 5 + 28} +$$

$$+ \frac{34 \cdot (5 + 5) + 25 \cdot 3 + 5 \cdot 3 + 28 \cdot 3}{4 \cdot 14 + 10,6 \cdot 4 + 34 \cdot 2 + 25 + 5 + 28} = \frac{926}{224,4} = 4,13$$

$$X = \frac{X_D + X_B}{2} = \frac{13,76 + 12,7}{2} = 13,23$$

$$Y = \frac{Y_D + Y_B}{2} = \frac{3,86 + 4,13}{2} = 3,995$$

Определяем координаты ТП2:

Дневной максимум нагрузки:

$$X_D = \frac{5 \cdot 1 + 10 \cdot 2 + 40 \cdot 3 + 28 \cdot 4 + 30 \cdot 2 + 5 \cdot 8 + 3 \cdot 6}{5 + 10 + 40 + 28 + 30 + 5 + 3} = \frac{375}{121} = 3,1$$

$$Y_D = \frac{5 \cdot 6 + 10 \cdot 6 + 40 \cdot 6 + 28 \cdot 6 + 30 \cdot 9 + 5 \cdot 8 + 3 \cdot 9}{5 + 10 + 40 + 28 + 30 + 5 + 3} = \frac{835}{121} = 6,9$$

Вечерний максимум нагрузки:

$$X_B = \frac{2 \cdot 1 + 1 \cdot 2 + 40 \cdot 3 + 28 \cdot 4 + 15 \cdot 2 + 1 \cdot 8 + 3 \cdot 6}{2 + 1 + 40 + 28 + 15 + 1 + 3} = \frac{292}{90} = 3,25$$

$$Y_B = \frac{2 \cdot 6 + 1 \cdot 6 + 40 \cdot 6 + 28 \cdot 6 + 15 \cdot 9 + 1 \cdot 8 + 3 \cdot 9}{2 + 1 + 40 + 28 + 15 + 1 + 3} = \frac{596}{90} = 6,62$$

$$X = \frac{X_D + X_B}{2} = \frac{3,1 + 3,25}{2} = 3,175$$

$$Y = \frac{Y_D + Y_B}{2} = \frac{6,9 + 6,62}{2} = 6,76$$

					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	13,76	3,86	12,7	4,13	13,23	3,995
2	3,1	6,9	3,25	6,62	3,175	6,62

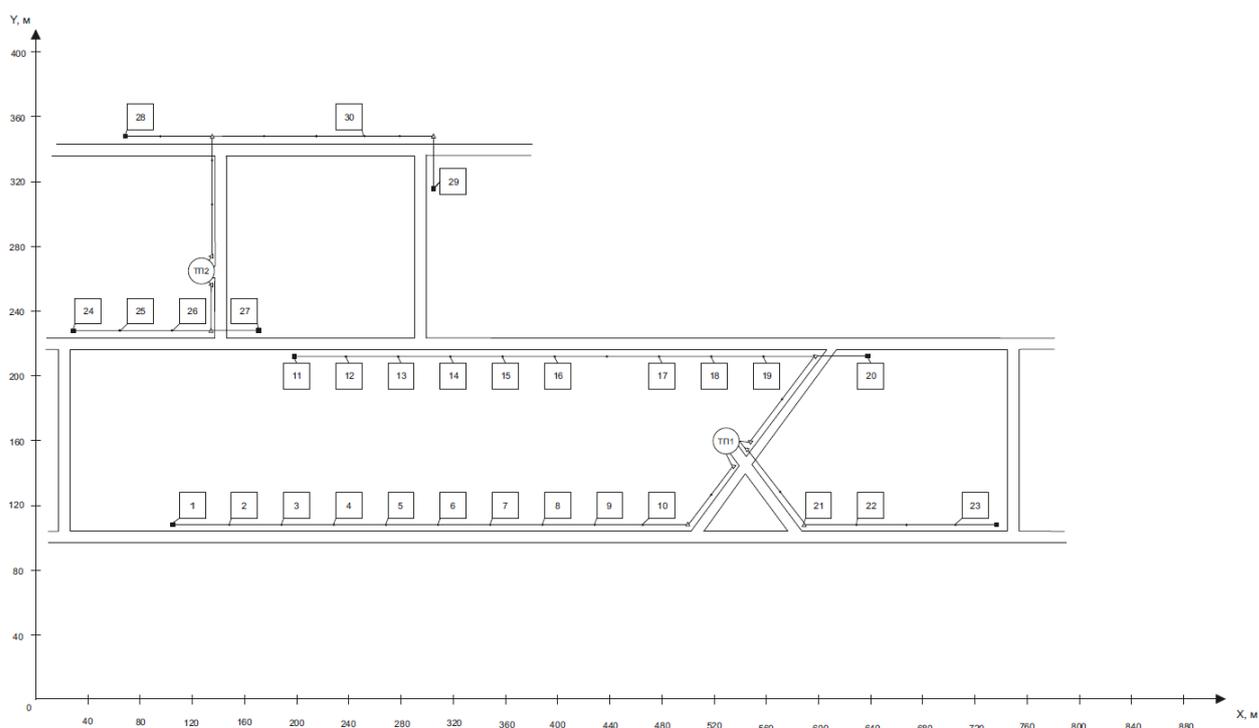


Рисунок 1. Схема расположения потребителей

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.

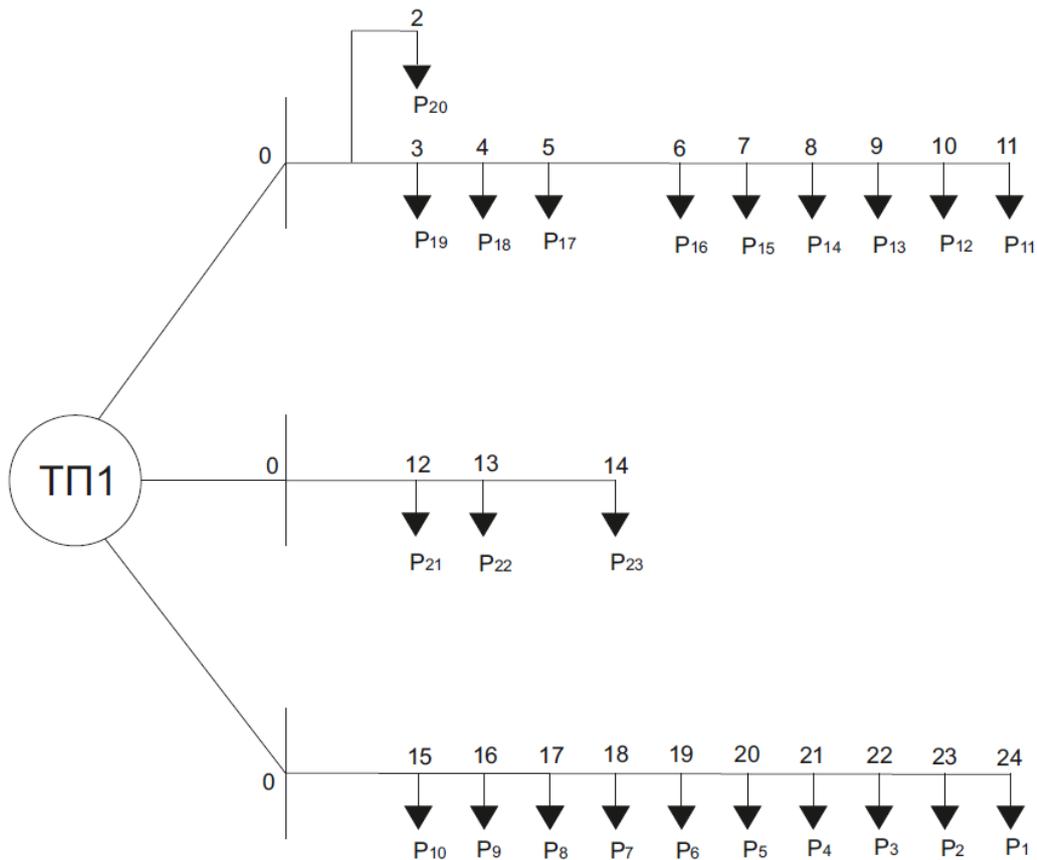


Рисунок 2. Расчетная схема для ТП1

					КР.41.703.01.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Смирнов Н.В.			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		

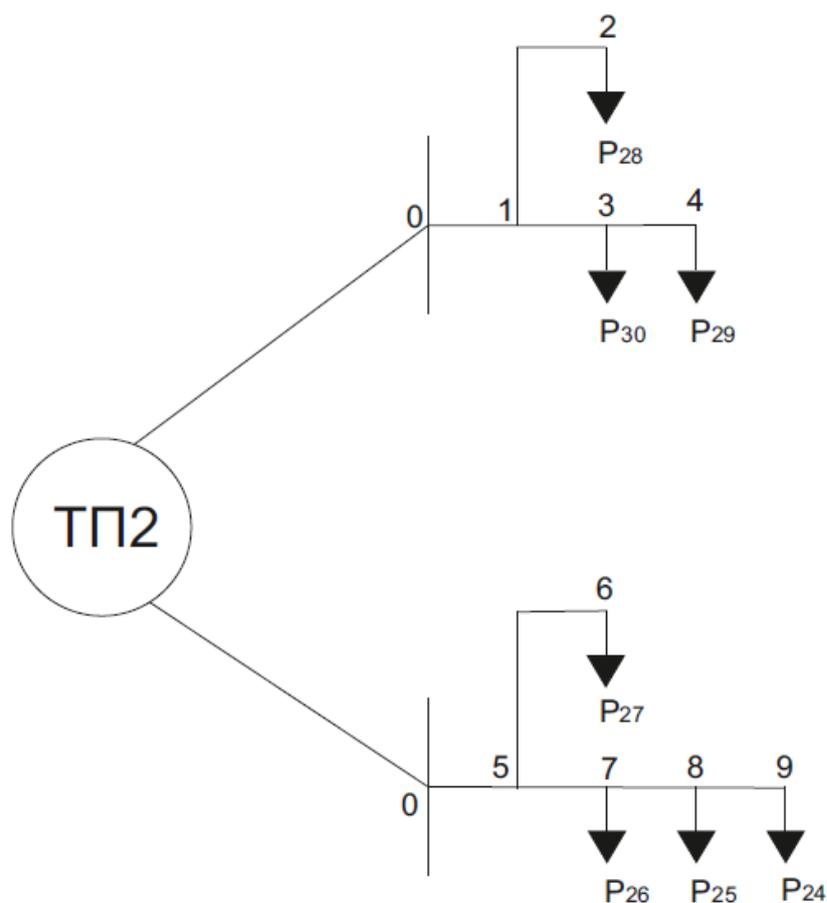


Рисунок 3. Расчетная схема для T21

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 4-5 (метод коэффициента одновременности):

Коэффициент одновременности $k_0 = 0,47$.

Активная нагрузка:

$$P_{4-5Д} = k_0(P_{17Д} + P_{5-6Д}) = 0,47(4,45 + 3,8) = 3,9 \text{ кВт}$$

$$P_{4-5В} = k_0(P_{17В} + P_{5-6В}) = 0,47(10,6 + 9) = 9,21 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{4-5Д} = k_0(Q_{17Д} + Q_{5-6Д}) = 0,47(2,64 + 2,9) = 2,6 \text{ квар}$$

$$Q_{4-5В} = k_0(Q_{17В} + Q_{5-6В}) = 0,47(4,9 + 4) = 4,2 \text{ квар}$$

Полная мощность:

$$S_{4-5Д} = \sqrt{P_{4-5Д}^2 + Q_{4-5Д}^2} = \sqrt{3,9^2 + 2,6^2} = 4,7 \text{ кВА}$$

$$S_{4-5В} = \sqrt{P_{4-5В}^2 + Q_{4-5В}^2} = \sqrt{9,21^2 + 4,2^2} = 10,12 \text{ кВА}$$

Участок 0-1 (метод расчёта по надбавкам):

Активная нагрузка:

$$P_{0-1Д} = P_{1-2Д} + P_{1-3Д} \cdot k_{ДБ} = 30 + 6,8 \cdot 0,7 = 34,2 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка:

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

$$Q_{0-1Д} = Q_{1-2Д} + Q_{1-3Д} \cdot k_{ДВ} = 25 + 0 \cdot 0,7 = 25 \text{квар}$$

Полная мощность:

$$S_{0-1Д} = \sqrt{P_{0-1Д}^2 + Q_{0-1Д}^2} = \sqrt{34,2^2 + 25^2} = 42,36 \text{кВА}$$

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	14,28	8,88	16,8	34	15,77	37,47	37,47	56,8
10-11	1,5	0,6	1,6	4,0	1,32	4,21	4,21	6,38
9-10	2,28	0,91	2,45	6	2	6,32	6,32	9,6
8-9	2,9	1	2,51	6,4	2,2	6,76	6,76	10,25
7-8	2,42	0,88	2,6	5,51	1,94	5,84	5,84	8,85
6-7	3,64	3,52	5,06	8,54	3,62	4,6	5,06	7,67
5-6	3,8	2,9	4,8	9	4	9,85	9,85	14,92
4-5	3,9	2,6	4,7	9,21	4,2	10,12	10,12	15,34
3-4	3,5	2,2	4,13	8,32	3,82	9,15	9,15	13,9
1-3	16,73	10,42	19,7	17,77	18,44	25,6	25,6	38,8
0-1	11,47	7,14	13,5	19,16	11,63	22,4	22,4	33,96
ТП1 Линия 2								
13-14	28	12	30,5	28	0	28	30,5	46,16
12-13	28,7	12	31,1	31,5	0	31,5	31,5	47,73
0-12	42,96	24,8	49,6	45,2	12	46,8	49,6	75,15
ТП1 Линия 3								
23-24	1,5	0,6	1,61	4,0	1,32	4,21	4,21	6,4
22-23	2,28	0,91	6,0	6,0	2,0	6,32	6,32	9,6
21-22	2,5	1,0	2,7	6,4	2,2	6,77	6,77	10,25
20-21	2,2	0,88	2,37	5,51	1,94	5,85	5,85	8,85
19-20	2,0	0,81	2,16	5,0	1,8	5,3	5,3	8,0
18-19	1,57	0,7	2,7	4,23	1,53	4,5	4,5	6,81
17-18	1,5	0,64	1,63	3,87	1,4	4,1	4,1	6,32
16-17	1,32	0,55	1,43	3,3	1,2	3,5	3,5	5,32
15-16	1,24	0,5	1,34	3,1	1,1	3,3	3,3	5,0
0-15	1,2	0,48	1,3	3,0	1,0	3,2	3,2	4,8
ТП2 Линия 1								
1-2	30	25	39	15	12	19,2	39	59
3-4	5	0	5	1	0	1	5	7,6
1-3	6,8	0	6,8	17,1	0	17,1	17,1	25,9
0-1	34,2	25	42,36	25,7	12	28,34	42,36	64,2
ТП2 Линия 2								
5-6	28	20	34,4	28	20	34,4	34,4	52,13
8-9	5	3	5,83	2	0	2	5,83	8,83
7-8	12,75	8,5	15,32	2,55	0	2,55	15,32	23,22
5-7	41	50,25	64,85	41,6	45	61,3	64,85	98,23
0-5	45,6	52,7	69,7	52,2	48,75	71,42	71,42	108,2

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:

$P_{\text{уд}} = 6,5$ Вт/м, $L_{\text{осв}1} = 530$ м, $n = 11$.

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

$$P_{\text{осв1}} = 530 \cdot 6,5 = 3392 \text{ Вт.}$$

$$P_{\text{л1}} = 3392/11 = 308,4 \text{ Вт.}$$

Выбираем лампу ДРЛ-250 номинальной мощностью $P_{\text{н}} = 400 \text{ Вт.}$

Теперь находим все мощности ламп:

$$P'_{\text{осв}} = 400 \cdot 11 = 4400 \text{ Вт}$$

$$Q'_{\text{осв}} = 4400/2 = 2200 \text{ вар}$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{4400^2 + 2200^2} = 4919 \text{ ВА}$$

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	530	4,4	2,2	4,919	14	11	ДРЛ-400
ТП1 ВЛ2	230	1,6	0,8	1,789	7	4	ДРЛ-400
ТП1 ВЛ3	460	4,0	2,0	4,472	13	10	
ТП2 ВЛ1	370	2,4	1,2	2,683	12	6	
ТП2 ВЛ2	180	1,4	0,7	1,565	6	2	ДРЛ-700

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:

$$S_{\text{ТП1д}} = 13,5 + 49,6 + 1,3 = 64,4 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП1в}} = 22,4 + 46,8 + 3,2 + 11,18 = 83,58 \text{ кВА}$$

Так как на ТП 1 имеются потребители II категории надежности, она должна быть двухтрансформаторной. Мощность трансформатора выбирается из условия:

$$S_{\text{НТ}} \geq 0,7 S_{\text{Н.МАКС}}$$

$$S_{\text{НТ}} \geq 0,7 \cdot 83,58 \geq 58,5 \text{ кВА}$$

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

$S_{\text{НТ}}$ – 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.

					<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>Смирнов Н.В.</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>								

Для ТП 2:

$$S_{\text{ТП2д}} = 42,36 + 69,7 = 112,06 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП2в}} = 28,34 + 71,42 + 4,248 = 104,01 \text{ кВА}$$

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

$$S_{\text{НТ}} \geq 0,7 S_{\text{Н.МАКС}}$$

$$S_{\text{НТ}} \geq 0,7 \cdot 104,01 \geq 72,8 \text{ кВА}$$

Исходя из этого условия выбираем 2 трансформатора на 100 кВт ТМ-100/10.

Результаты занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Данные о трансформаторных пунктах

№ ТП	Тип трансформатора	Количество трансформаторов
1	ТМ – 100/10	2
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/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	37,47	56,8	35,5	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
10-11	4,21	6,38	3,98	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
9-10	6,32	9,6	6,0	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,034	0,568	0,0785
8-9	6,76	10,25	6,4	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,066	0,568	0,0785
7-8	5,84	8,85	5,53	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
6-7	5,06	7,67	4,79	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
5-6	9,85	14,92	9,32	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,08	0,568	0,0785
4-5	10,12	15,34	9,6	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,042	0,568	0,0785
3-4	9,15	13,9	8,70	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
1-3	25,6	38,8	24,25	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,042	0,568	0,0785
0-1	22,4	33,96	21,22	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,9	0,568	0,0785
ТП1 Линия 2								
13-14	30,5	46,16	28,85	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,08	0,568	0,0785
12-13	31,5	47,73	29,83	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,03	0,568	0,0785
0-12	49,6	75,15	46,96	СИП 2А 3x70+54,6+16	240	0,8	0,568	0,0785

					КР.41.703.01.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Смирнов Н.В.			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	4,21	6,4	4,0	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
22-23	6,32	9,6	6,0	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
21-22	6,77	10,25	6,4	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
20-21	5,85	8,85	5,53	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
19-20	5,3	8,0	5,0	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
18-19	4,5	6,81	4,25	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
17-18	4,1	6,32	3,95	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
16-17	3,5	5,32	3,32	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,04	0,641	0,07
15-16	3,3	5,0	3,12	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,032	0,641	0,07
0-15	3,2	4,8	3,0	СИП 2А 3х50+54,6+16	165	0,076	0,641	0,07
ТП2 Линия 1								
1-2	39	59	36,87	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,058	0,568	0,0785
3-4	5	7,6	4,75	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,094	0,568	0,0785
1-3	17,1	25,9	16,2	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,09	0,568	0,0785
0-1	42,36	64,2	40,12	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,074	0,568	0,0785
ТП2 Линия 2								
5-6	34,4	52,13	32,6	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,036	0,568	0,0785
8-9	5,83	8,83	5,52	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,03	0,568	0,0785
7-8	15,32	23,22	14,5	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,04	0,568	0,0785
5-7	64,85	98,23	64,4	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,03	0,568	0,0785
0-5	71,42	108,2	67,62	СИП 2А 3х70+54,6+16	240	0,04	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:

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

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

L – длина участка линии, км.

Пример расчета участка 1-2 ТП 1:

$$\Delta U_{0-1} = \frac{34000 \cdot 0,568 \cdot 0,04 + 15770 \cdot 0,0785 \cdot 0,04}{380^2} \cdot 100\% = 0,574 \%$$

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			
1-2	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,569
10-11	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,066
9-10	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,034	0,084
8-9	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,066	0,174
7-8	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,09
6-7	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,04	0,14
5-6	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,08	0,3
4-5	СИП 2А 3х70+54,6+16	0,042	0,16

					КР.41.703.01.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Смирнов Н.В.			Расчет потерь напряжения на участках сети	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	0,08	0,28
1-3	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,03	0,023
0-1	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,8	0,65
ТП 1 Линия 2			
13-14	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,12	1,4
12-13	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,08	1,04
0-12	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,12	2,3
ТП 1 Линия 3			
23-24	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,07
22-23	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,11
21-22	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,12
20-21	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,1
19-20	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,09
18-19	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,08
17-18	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,07
16-17	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,04	0,06
15-16	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,032	0,05
0-15	СИП 2А 3x50+54,6+16	0,076	0,05
ТП 2 Линия 1			
1-2	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,058	0,76
3-4	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,094	0,18
1-3	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,09	0,6
0-1	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,074	1,1
ТП 2 Линия 2			
5-6	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,036	0,44
8-9	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,03	0,064
7-8	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,04	0,04
5-7	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,03	0,5
0-5	СИП 2А 3x70+54,6+16	0,04	0,93

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% нагрузке линии у наиболее удалённого потребителя на линии;
- при 25% нагрузке 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
$\Delta U_{\text{л0.38}},\%$	-1,967	-0,575
$\delta U_{\text{потр}},\%$	0,533	6,24

					КР.41.703.01.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Смирнов Н.В.</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>						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

При 100% загрузке у потребителя №1:

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

При 25% загрузке, у потребителя №17:

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

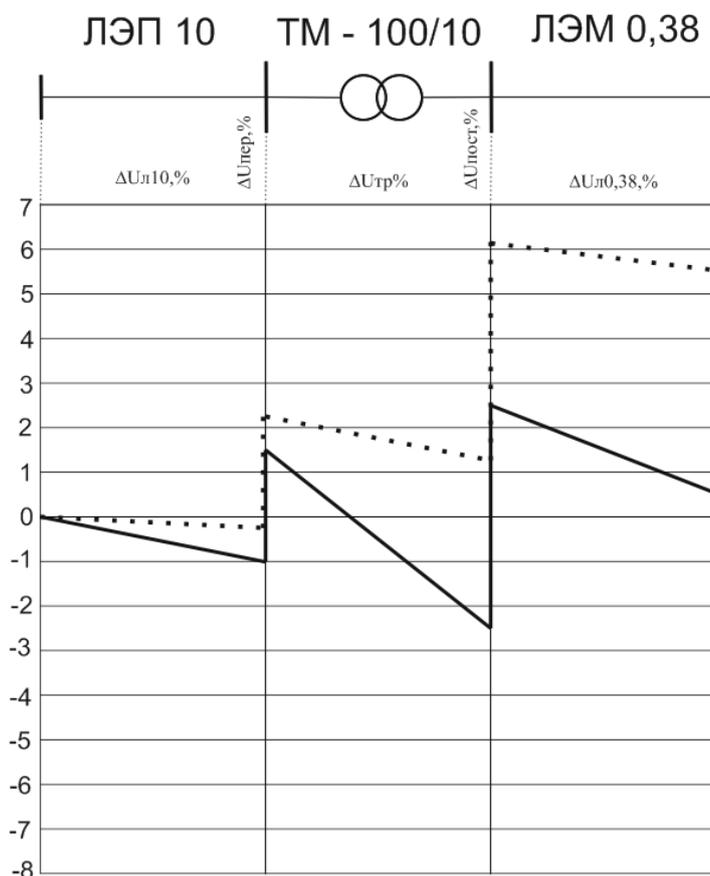


Рисунок 4. Отклонение напряжение у потребителей, питающихся от ТП1

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. №26
	100%	25%
$\Delta U_{л10, \%}$	-1	-0,25
$\Delta U_{пер, \%}$	+2,5	+2,5
$\Delta U_{тр, \%}$	-4	-1

$\Delta U_{\text{пост}},\%$	+5	+5
$\Delta U_{\text{л}0,38},\%$	-1,88	-1,43
$\delta U_{\text{потр}},\%$	0,62	4,82

При 100% загрузке у потребителя №27:

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

При 25% загрузке, у потребителя №22:

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

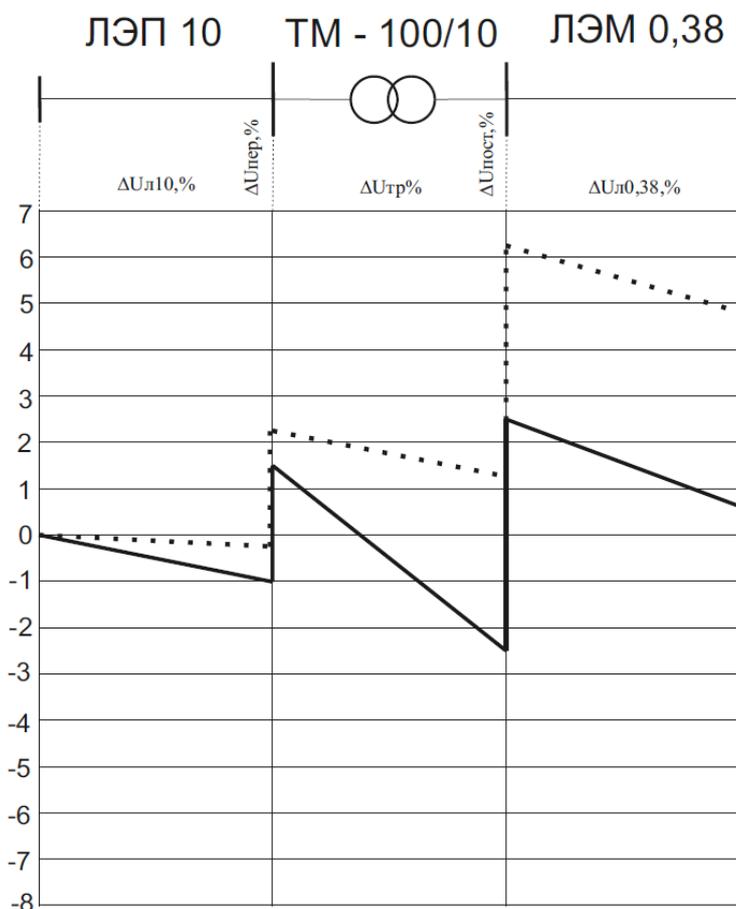


Рисунок 5. Отклонение напряжение у потребителей, питающихся от ТП2

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

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.

$$Z_{л} = \sqrt{R_{л}^2 + X_{л}^2}$$

$$Z_{л} = \sqrt{0,04^2 + 0,0054^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

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.

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

$$I_{Н} = \frac{22000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 31,75 \text{ А}$$

4. Определяем сопротивление электродвигателя при заторможенном роторе.

					КР.41.703.01.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Смирнов Н.В.			Проверка сети на запуск самого мощного электродвигателя	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Попов В.Н.					30	45
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
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 22 кВт с кратностью пускового тока $k_i = 6,2$, тогда рассчитаем сопротивление:

$$Z_{д} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 31,75 \cdot 6,2} = 1,17 \text{ Ом}$$

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.

$$I_{п} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (0,072 + 0,04 + 1,17)} = 180,2 \text{ А}$$

6. Междофазное напряжение электродвигателя на зажимах электродвигателя при пуске.

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

$$U_{д} = \sqrt{3} \cdot 180,2 \cdot 1,17 = 365,2 \text{ В}$$

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.

$$M_{\text{д}} = \frac{22000}{314} = 70,06 \text{ Нм}$$

9. Пусковой момент электродвигателя при пониженном напряжении.

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

$$M_{\text{п}} = 70,06 \cdot \frac{365,2^2}{400^2} = 58,4 \text{ Нм}$$

10. Избыточный момент электродвигателя.

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

$$M_{\text{и}} = 0,25 \cdot 70,06 = 17,5 \text{ Нм}$$

11. Необходимый момент электродвигателя

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

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

$$M_{\text{нд}} = 17,5 + 40 = 57,5 \text{ Нм}$$

12. Для успешного пуска двигателя необходимо соблюсти условие

$$M_{\text{п}} \geq M_{\text{нд}}$$

$$58,4 \geq 57,5$$

Условие выполняется, следовательно, 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.

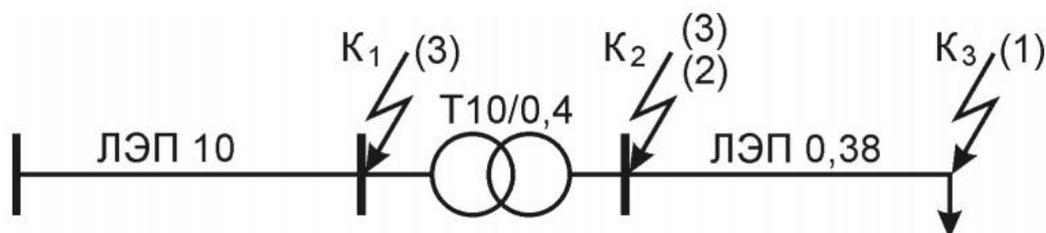


Рисунок 6. Расчетная схема сети для ТП 1 и ТП2

Схема замещения для ТП 1 линии 1:

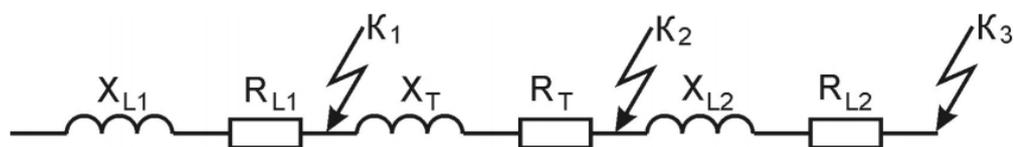


Рисунок 7. Схема замещения

Сопротивление линии электропередачи в условиях эксплуатации определяется:

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

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

L – длина участка ЛЭП, км.

Рассчитаем ток для линии 10 кВ:

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

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

С помощью метода экономической плотности выбираем сечение проводника:

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

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

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

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.

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

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.

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

Реактивное сопротивление найдем из следующей формулы:

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

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

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

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:

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

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

U_Φ – фазное напряжение сети.

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

Рассчитаем ток двухфазного короткого замыкания в точке К2:

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

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

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_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:

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

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

$$R_N = R_\Phi = 0,045 \text{ Ом}$$

$$X_N = 3X_\Phi = 0,0189 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{петл}} = \sqrt{(2 \cdot 0,045)^2 + (0,0063 + 0,0189)^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

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

Рисунок 13. Рассчитанное сопротивление петли фаза-ноль

№ участка	R_Φ , Ом	X_Φ , Ом	R_N , Ом	X_N , Ом	$Z_{\text{петл}}$
ТП1 Линия 1					

1-2	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,035
10-11	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,035
9-10	0,019	0,0027	0,019	0,0081	0,029
8-9	0,037	0,0052	0,037	0,0156	0,056
7-8	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,035
6-7	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,035
5-6	0,045	0,0063	0,045	0,0189	0,068
4-5	0,024	0,0033	0,024	0,0099	0,036
3-4	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,035
1-3	0,024	0,0033	0,024	0,0099	0,036
0-1	0,51	0,07	0,51	0,21	0,116
Сумма					0,516
ТП1 Линия 2					
13-14	0,045	0,0063	0,045	0,0189	0,068
12-13	0,017	0,0023	0,017	0,0069	0,631
0-12	0,45	0,628	0,45	1,884	2,591
Сумма					3,29
ТП1 Линия 3					
23-24	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,038
22-23	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,038
21-22	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,038
20-21	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,038
19-20	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,038
18-19	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,038
17-18	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,038
16-17	0,0256	0,0028	0,0256	0,0084	0,038
15-16	0,02	0,0022	0,02	0,0066	0,03
0-15	0,05	0,0053	0,05	0,0159	0,074
Сумма					0,408
ТП2 Линия 1					
1-2	0,033	0,0045	0,033	0,0135	0,05
3-4	0,054	0,0074	0,054	0,0222	0,082
1-3	0,05	0,007	0,05	0,021	0,076
0-1	0,042	0,0058	0,042	0,0174	0,064
Сумма					0,272
ТП2 Линия 2					
5-6	0,02	0,0028	0,02	0,0084	0,03
8-9	0,017	0,0023	0,017	0,0069	0,026
7-8	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,035
5-7	0,017	0,0023	0,017	0,0069	0,026
0-5	0,023	0,0031	0,023	0,0093	0,035
Сумма					0,152

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{\frac{0,073}{3} + 0,516} = 407,4 \text{ A}$$

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

КР.41.703.01.ПЗ

Лист

37

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	2937
Линия 10 кВ и ТП 1	К2	двухфазное	2544
Линия 10 кВ и ТП 2	К2	двухфазное	2544
ТП 1 линия 1	К3	однофазное	407,4
ТП 1 линия 2	К3	однофазное	66,4
ТП 1 линия 3	К3	однофазное	511,63
ТП 2 линия 1	К3	однофазное	733,34
ТП 2 линия 2	К3	однофазное	1250

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 и 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 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.

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

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

ТП1 и ТП2: ПКТ-101-10-16-12,5У1. $I_{ПВ} = 16 \text{ А}$ $i_{ПР} = 12,5 \text{ кА}$

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

Автоматический выключатель выбирается по условиям:

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

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.

$$\text{ТП 1 Линия 1: } I_{\text{НВ}} \geq 56,8 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{\text{НВ}} \geq 75,15 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 3: } I_{\text{НВ}} \geq 10,25 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 1: } I_{\text{НВ}} \geq 64,2 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 2: } I_{\text{НВ}} \geq 108,2 \text{ А}$$

Номинальный ток теплового расцепителя:

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

$$\text{ТП 1 Линия 1: } I_{\text{НТР}} \geq 56,8 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 3: } I_{\text{НТР}} \geq 10,25 \text{ А}$$

					КР.41.703.01.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

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.

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{НТР} \geq 1,1 * \left(75,15 + \frac{43,76}{2,5}\right) \text{ А} \quad I_{НТР} \geq 101,92 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 1: } I_{НТР} \geq 1,1 * \left(64,2 + \frac{110,8}{2,5}\right) \text{ А} \quad I_{НТР} \geq 119,4 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 2: } I_{НТР} \geq 1,1 * \left(108,2 + \frac{180,2}{2,5}\right) \text{ А} \quad I_{НТР} \geq 198,3 \text{ А}$$

Номинальный ток электромагнитного расцепителя при наличии двигательной нагрузки

$$I_{НЭР} \geq I_{P.max}$$

$$\text{ТП 1 Линия 1: } I_{НЭР} \geq 56,8 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 3: } I_{НЭР} \geq 10,25 \text{ А}$$

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

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

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

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{НЭР} \geq 1,2 * (43,76) \quad I_{НЭР} \geq 52,512 \text{ А}$$

$$\text{ТП 2 Линия 1: } I_{НЭР} \geq 1,2 * (110,8 + 15,7) \quad I_{НЭР} \geq 151,8 \text{ А}$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{НЭР} \geq 1,2 * (180,2 + (33,53 + 16,4)) \quad I_{НЭР} \geq 276,156 \text{ А}$$

Принимаем номинальный ток теплового и электромагнитного расцепителя.

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

$$\text{ТП 1 Линия 2: } I_{НВ} = 80 \text{ А} \quad I_{НТР} = 63 \text{ А} \quad I_{НЭР} = 80 \text{ А}$$

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

ТП 2 Линия 1: $I_{НВ} = 80 \text{ А}$ $I_{НТР} = 125 \text{ А}$ $I_{НЭР} = 160 \text{ А}$

ТП 2 Линия 2: $I_{НВ} = 160 \text{ А}$ $I_{НТР} = 250 \text{ А}$ $I_{НЭР} = 315 \text{ А}$

Автоматические выключатели проверяют по условиям:

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

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

$$\text{ТП 1 Линия 1: } K_{\text{ч}} = \frac{407,4}{63} = 6,46 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 1 Линия 2: } K_{\text{ч}} = \frac{66,4}{63} = 1,05 \quad K_{\text{ч}} \leq 3$$

$$\text{ТП 1 Линия 3: } K_{\text{ч}} = \frac{511,63}{16} = 32 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 2 Линия 1: } K_{\text{ч}} = \frac{733,34}{125} = 5,86 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

$$\text{ТП 2 Линия 2: } K_{\text{ч}} = \frac{1250}{250} = 5 \quad K_{\text{ч}} \geq 3$$

Так как $K_{\text{ч}}$ меньше 3 для линий 2 ТП1, мы выбираем автоматические выключатели с полупроводниковым расцепителем.

Выбираем для всех линий следующие серии выключателей:

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

ТП 1 Линия 2: ВА53-37 $I_{НВ} = 160 \text{ А}$ $I_{НТР} = 160 \text{ А}$ $I_{НЭР} = 800 \text{ А}$

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

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

ТП 2 Линия 2: АЗ143 $I_{НВ} = 600 \text{ А}$ $I_{НТР} = 600 \text{ А}$ $I_{НЭР} = 4200 \text{ А}$

Предельной коммутационной стойкости при трёхфазном коротком замыкании в месте установки

$$I_{\text{ПКС}} \geq I_K^{(3)}$$

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

					КР.41.703.01.ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ТП 1 Линия 2: $20000 \text{ A} \geq 2937 \text{ A}$

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

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

ТП 2 Линия 2: $50000 \text{ A} \geq 2937 \text{ A}$

Результаты выбора автоматических выключателей сводим в таблицу 15

Таблица 15 – Результаты выбора автоматических выключателей

Номер ТП и отходящей линии	$I_{p.max}, \text{A}$	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	56,8	A3114/1	100	100	1000	12000	6,46
Линия 2	75,15	BA53-37	160	160	800	20000	1,05
Линия 3	10,25	AE2046XX	63	63	63	6000	32
ТП 2							
Линия 1	64,2	A3133	200	200	1400	30000	5,86
Линия 2	108,2	A3143	600	600	4200	50000	5,0

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>	Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Смирнов Н.В.</i>					44	45
<i>Провер.</i>		<i>Попов В.Н.</i>				ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
<i>Реценз.</i>								
<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>Смирнов Н.В.</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>								