

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации

ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ  
**Петуховский техникум механизации и электрификации сельского хозяйства** – филиал  
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего  
образования  
«Курганская государственная сельскохозяйственная академия имени Т.С. Мальцева»

**Бутенко Е.В.**

**ПМ 02. Обеспечение электроснабжения сельскохозяйственных предприятий**

Методические рекомендации по подготовке к квалификационному экзамену  
для студентов средних профессиональных учебных заведений

Специальность 35.02.08 Электрификация и автоматизация сельского хозяйства

Петухово 2016

Автор: Бутенко Е.В., преподаватель Петуховского техникума механизации и электрификации сельского хозяйства - филиала ФГБОУ ВО «Курганская сельскохозяйственная академия им. Т.С. Мальцева».

Рецензент:

Часовщиков В.А., преподаватель Петуховского техникума механизации и электрификации сельского хозяйства - филиала ФГБОУ ВО «Курганская сельскохозяйственная академия им. Т.С. Мальцева».

**ПМ 02. Обеспечение электроснабжения сельскохозяйственных предприятий:**  
Методические рекомендации по подготовке к квалификационному экзамену для студентов средних профессиональных учебных заведений, специальность 35.02.08 Электрификация и автоматизация сельского хозяйства /Е.В. Бутенко.- Петухово, 2016.- количество с. 33

Настоящее пособие предназначено для студентов средних профессиональных учебных заведений, обучающихся по специальности 35.02.08 Электрификация и автоматизация сельского хозяйства очного и заочного отделений. Данное пособие рекомендуется для подготовки к квалификационному экзамену с целью проверки сформированности умений, навыков по виду профессиональной деятельности: обеспечение электроснабжения сельскохозяйственных предприятий.

В пособии дана методика проектирования и расчета сетей электроснабжения и их защит, токоведущих частей распределительных устройств трансформаторных подстанций и др., приведены список литературы и справочные материалы.

## 1 СОДЕРЖАНИЕ ЗАДАНИЯ

В населенном пункте предлагается построить 3 трансформаторных подстанции (ТП) напряжением 10/0,4 кВ. Для ТП 1 определяются электрические нагрузки линий напряжением 0,38 кВ, питающих потребителей II и III категорий по надежности, и на шинах 0,4 кВ самой ТП. На этой ТП выбирается конденсаторная батарея для повышения коэффициента мощности ( $\cos \varphi$ ), а затем по экономическим интервалам нагрузок выбирается номинальная мощность силовых трансформаторов для всех пяти ТП.

Нагрузки ТП 2—ТП 3, расчет которых произведен аналогично расчету ТП 1, приведены в таблице 1. Схема воздушной линии напряжением 10 кВ (ВЛ 10) дана на рис. 1.1. В линии 10 кВ рассчитываются по участкам электрические нагрузки и выбираются сечения проводов методом экономических интервалов нагрузок. Составляется таблица отклонений напряжения, по которой определяются положения регуляторов ПБВ на трансформаторах 10/0,4 кВ, и определяется допустимая потеря напряжения в линиях 0,38 кВ, подключенных к ТП 1. Выбираются сечения проводов линий 0,38 кВ по интервалам экономических нагрузок и допустимой потере напряжения. Составляется проект конструктивного исполнения линий 10 и 0,38 кВ, ТП1. Рассчитываются токи короткого замыкания, необходимые для проверки защит ВЛ 0,38 кВ. Линии 0,38 кВ защищаются автоматическими воздушными выключателями (именуемые в дальнейшем автоматические выключатели) и, в случае необходимости, дополняются приставками ЗТ-0,4 или ЗТИ-0,4. Для КТП 10/0,4 кВ рекомендуется использовать однотипные автоматические выключатели. Трансформатор ТП-1 защищается плавкими предохранителями ПКТ-10

Необходимо составить заявку на материалы, инструменты и оборудование для монтажа КТП – 10/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ согласно данным предыдущих заданий и рекомендации по обеспечению электробезопасности при монтаже и эксплуатации объектов электроснабжения сельскохозяйственных организаций.

Каждый электрический расчет сопровождается схемой сети, методикой расчета, одним примером расчета и сводными данными в виде таблиц. При выполнении однотипных расчетов, например при электрическом расчете участков ВЛ 10 кВ, рекомендуется использовать ЭВМ.

Руководитель может предложить спроектировать реально существующую линию, а также применить другие методики при электрическом расчете линий, оценке фактического отклонения напряжения на запускаемом электродвигателе и т. п.

### Задание для экзаменуемого №1

Произвести подсчет электрических нагрузок и выбор мощности силового трансформатора для производственного объекта согласно варианту (таблица 1)

Оценить эксплуатационные характеристики работы трансформатора, при необходимости подобрать установку для компенсации реактивной мощности и окончательно принять тип и номинальные характеристики силового трансформатора для ТП 10/0,4 кВ.

### Задание для экзаменуемого №2

Произвести электрический расчет ВЛ – 10 кВ, выбрать провод и проверить его на потери напряжения в линии.

Путем составления таблицы отклонений напряжений произвести оценку качества напряжения у потребителей, наметить мероприятия, направленные на соблюдение требований ГОСТ.

### Задание для экзаменуемого №3

Произвести электрический расчет ВЛ – 0,4 кВ и сделать вывод о значении фактического отклонения напряжения у потребителей.

### Задание для экзаменуемого №4

Подобрать для защиты ВЛ – 0,4 кВ автоматические выключатели, для оценки чувствительности которых произвести расчет токов короткого замыкания.



Таблица 1 – Исходные данные для выполнения заданий квалификационного экзамена по  
ПМ 02 «Обеспечение электроснабжения сельскохозяйственных организаций»

вариант	потребители, номер в таблице/ количество				длина линий 0,4 кВ, км				длина линии 10 кВ, км			мощности трансформаторных подстанций								$S_{кз}$ , МВА	$\delta U_{ш10}$ В режиме	
					$l_1$	$l_2$	$l_{01}$	$l_{12}$	$l_{01}$	$l_{12}$	$l_{13}$	активные, кВт				реактивные, кВАр						
	дневные		вечерние									дневные		вечерние								
	1	2	3	4	ТП2	ТП3	ТП2	ТП3	ТП2	ТП3	ТП2	ТП3	ТП2	ТП3	100%	25%						
1	1	4/2	14	14/3	0,1	0,2	0,1	0,2	4	0,5	1	110	56	120	60	45	48	56	26	200	+5	0
2	2	4/3	7	14/2	0,15	0,3	0,1	0,15	4,5	0,75	2	100	52	120	63	56	57	45	36	210	+5	0
3	3	7/4	10	10/3	0,05	0,2	0,1	0,05	4,3	0,6	3	120	51	130	62	45	58	45	26	180	+5	0
4	4	5/2	9	9/3	0,1	0,1	0,1	0,05	4,1	0,8	1	110	53	160	65	52	51	52	23	150	+5	0
5	5	6/3	19	10/2	0,15	0,2	0,1	0,05	4,2	0,2	2	112	56	120	62	53	56	51	21	180	+5	0
6	23	16/4	20	19/3	0,1	0,1	0,1	0,2	4,1	0,5	3	115	54	120	62	51	5154	54	24	190	+5	0
7	24	13/2	7	20/3	0,05	0,3	0,1	0,1	4,2	0,6	1	110	58	140	65	52	59	52	25	160	+5	0
8	23	16/3	8	22/2	0,1	0,2	0,1	0,05	4,3	0,7	2	113	57	150	64	56	52	51	26	150	+5	0
9	24	13/4	10	15/3	0,05	0,1	0,1	0,1	4,4	0,9	3	114	54	140	61	58	51	52	23	140	+5	0
10	1	5/2	9	14/3	0,15	0,2	0,1	0,2	4,5	0,5	1	100	52	110	63	54	52	51	25	150	+5	0
11	2	6/3	11	14/2	0,1	0,3	0,1	0,05	4,1	0,2	2	120	51	120	60	51	53	54	21	160	+5	0
12	3	16/4	4	14/3	0,05	0,1	0,1	0,1	4,2	0,7	3	150	54	123	62	52	56	52	20	180	+5	0
13	4	22/2	19	15/3	0,15	0,2	0,1	0,05	4,3	0,6	2	140	51	124	65	56	54	51	24	200	+5	0
14	5	4/3	20	26/2	0,1	0,3	0,1	0,05	4,4	0,8	1	120	52	125	61	51	52	52	25	150	+5	0
15	23	5/4	7	17/3	0,05	0,1	0,1	0,1	4,5	0,7	3	110	53	126	62	56	57	53	26	160	+5	0
16	24	6/2	9	25/3	0,15	0,2	0,1	0,2	4,2	0,2	1	110	56	140	60	52	57	56	23	170	+5	0
17	23	7/3	5	26/2	0,05	0,3	0,1	0,1	4,3	0,6	2	120	59	120	63	51	52	59	25	180	+5	0
18	24	13/4	6	9/3	0,1	0,1	0,1	0,2	4,4	0,4	1	125	58	150	62	54	53	58	24	190	+5	0
19	1	16/2	17	9/3	0,1	0,2	0,1	0,05	4,5	0,5	3	140	57	120	61	58	56	57	21	120	+5	0
20	2	22/3	2	6/2	0,1	0,3	0,1	0,1	4,6	0,8	1	100	55	140	65	57	54	54	25	150	+5	0
21	3	18/4	9	7/3	0,15	0,1	0,1	0,05	4,1	0,7	2	156	54	150	68	54	52	58	26	160	+5	0
22	4	12/2	19	14/3	0,05	0,2	0,1	0,1	4,2	0,9	1	102	54	160	65	51	51	51	25	180	+5	0
23	5	11/3	8	12/2	0,05	0,3	0,1	0,2	4,3	0,5	2	105	52	120	62	52	52	52	21	150	+5	0
24	23	16/4	3	19/3	0,06	0,1	0,1	0,1	4,2	0,7	3	107	56	144	64	51	53	51	24	140	+5	0
25	24	18/2	4	16/3	0,1	0,2	0,1	0,2	4,4	0,4	1	120	59	120	62	52	52	52	21	200	+5	0

## 2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Наименование производственных потребителей электрической энергии, рассматриваемых в проекте, и их нагрузки на вводе (для ТП 1) приведены в табл. 2. Здесь же даны номинальные мощности самых крупных асинхронных электродвигателей.

Таблица 2 – Нагрузки на вводе потребителей ТП1

№ потреби теля	Наименование потребителя	Номинальная мощность электродви гателя, кВт	Нагрузка			
			активная, кВт		реактивная кВАр	
			P <sub>дi</sub>	P <sub>вi</sub>	Q <sub>дi</sub>	Q <sub>вi</sub>
1	2	3	4	5	6	7
1	Лесопильный цех с пилорамой ЛРМ79	22	16	2	18	-
2	Лесопильный цех с пилорамой Р65	30	23	2	27	-
3	Мельница с жерновым поставом 8/4	22	17	1	13	-
4	Мельница с жерновым поставом 7/4	13	10	1	8	-
5	Мельница вальцовая	10	15	1	10	-
6	Столярный цех	-	15	1	10	-
7	МТМ	30	20	10	18	8
8	Стоянка для тракторов	-	5	2	3	-
9	Материально-технический склад	-	3	1	2	-
10	Пожарное депо	-	4	4	3	3
11	Зерноочистительный агрегат ЗАВ20	-	25	26	25	23
12	Зерноочистительный агрегат ЗАВ40	-	35	36	35	32
13	КЗС20Б	-	100	100	95	95
14	Зернохранилище на 500т	-	10	5	10	3
15	Зернохранилище на 1000т	14	25	10	25	5
16	Коровник на 100 голов	-	10	10	8	8
17	Коровник на 200 голов	-	17	17	13	13
18	Коровник на 400 голов	-	45	45	33	35
19	Телятник на 120 голов	-	5	8	3	5
20	Телятник на 230 голов	-	6	10	4	6
21	Телятник на 340 голов	-	7	12	5	8
22	Кормоцех	-	50	50	45	45
23	Дробилка кормов ДБ-5-1	40	40	-	35	-
24	Дробилка кормов КДМ2	30	30	-	25	-
25	Овощехранилище на 500т	-	5	2	3	-
26	Овощехранилище на 1000т	-	6	2	4	-
27	Склад кормов на 200т	-	20	1	12	-
28	Котельная	-	15	15	10	10

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В населенном пункте рассчитываются нагрузки одной трансформаторной подстанции.

#### Расчет нагрузок ТП 1

Для ТП 1 определяются нагрузки линий 0,38 кВ (Л1, Л2, Л3) и самой ТП, согласно варианту по данным табл. 1.

Для потребителей II и III категорий по надежности электрические нагрузки линий напряжением 0,38 кВ определяются исходя из расчетных нагрузок на вводе потребителей и коэффициентов одновременности:

$$P_{\partial} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\partial i} \quad (1)$$

$$P_{\varepsilon} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\varepsilon i} \quad (2)$$

$$Q_{\partial} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\partial i} \quad (3)$$

$$Q_{\varepsilon} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\varepsilon i} \quad (4)$$

где  $P_{\partial i}$ ,  $P_{\varepsilon i}$ ,  $Q_{\partial i}$ ,  $Q_{\varepsilon i}$  – нагрузки на вводе  $i$ -го потребителя;

$K_0$  – коэффициент одновременности (табл.3)

Если нагрузки однотипных потребителей отличаются по величине более чем в 4 раза, применение коэффициента одновременности в этом случае не рекомендуется, и расчетные нагрузки участков линий определяются по выражениям:

$$P_{\partial} = P_{\partial \text{ наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\partial i} \quad (5)$$

$$P_{\varepsilon} = P_{\varepsilon \text{ наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\varepsilon i} \quad (6)$$

$$Q_{\partial} = Q_{\partial \text{ наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\partial i} \quad (7)$$

$$Q_{\varepsilon} = Q_{\varepsilon \text{ наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\varepsilon i} \quad (8)$$

где  $P_{\partial \text{ наиб}}$  – наибольшая дневная нагрузка из всех слагаемых нагрузок потребителей;

$\Delta P_{\partial i}$  – добавка к наибольшей нагрузке от активной нагрузки  $i$ -го потребителя, определяемая по таблице суммирования (табл.4), промежуточные значения находятся интерполяцией.

Таблица 3 – Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ

Наименование потребителей	Количество потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе: до 2 кВт на дом	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
свыше 2 кВт на дом	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,18
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

Допускается использовать табл.3 для определения реактивной мощности.

Пример расчета электрических нагрузок линий 0,38 кВ и ТП 1 приведен для потребителей, представленных в табл.5.

Таблица 5 – Нагрузки на вводе потребителей ТП1

№ потребителя	Наименование потребителей	Количество	Нагрузка			
			активная, кВт		реактивная кВАр	
			P <sub>Д</sub>	P <sub>В</sub>	Q <sub>Д</sub>	Q <sub>В</sub>
1	Лесопильный цех с пилорамой Р65	1	23	2	27	-
2	Телятник на 120 голов	4	5	8	3	5
3	Мельница вальцовая	1	15	1	10	-
4	МТМ	2	20	10	18	8

#### Расчет линии Л2

На линии находится четыре однородных потребителя – телятники на 120 голов, поэтому расчет ведется с учетом коэффициента одновременности:

$$P_{\partial Л2} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\partial i} = 0,775 \cdot 4 \cdot 5 = 15,5 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon Л2} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\epsilon i} = 0,775 \cdot 4 \cdot 8 = 24,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{\partial Л2} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\partial i} = 0,775 \cdot 4 \cdot 3 = 9,3 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\epsilon Л2} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\epsilon i} = 0,775 \cdot 4 \cdot 5 = 15,5 \text{ кВАр}.$$

#### Расчет линии 3

Расчет ведется по участкам с конца линии.

Участок 2-1. На участке находятся два потребителя – МТМ:

$$P_{\partial 21} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\partial i} = 0,85 \cdot 2 \cdot 20 = 34 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 21} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\epsilon i} = 0,85 \cdot 2 \cdot 10 = 17 \text{ кВт};$$

$$Q_{\partial 12} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\partial i} = 0,85 \cdot 2 \cdot 18 = 30,6 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\epsilon 21} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\epsilon i} = 0,85 \cdot 2 \cdot 8 = 13,6 \text{ кВАр}.$$

Участок 1-ТП. На участке встречаются потребители разнородных групп, поэтому суммирование производим табличным методом:

$$P_{\partial Л3} = P_{\partial \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\partial i} = 34 + \Delta 15 = 34 + 9,2 = 43,2 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon Л3} = P_{\epsilon \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\epsilon i} = 17 + \Delta 1 = 17 + 0,6 = 17,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\partial Л3} = Q_{\partial \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\partial i} = 30,6 + \Delta 10 = 30,6 + 6 = 36,6 \text{ кВАр};$$



$$Q_{\epsilon ЛЗ} = Q_{\epsilon наиб} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\epsilon i} = 13,6 + \Delta 8 = 13,6 + 4,8 = 18,4 \text{ кВАр.}$$

Нагрузка ТП1 определяется суммированием расчетных мощностей линий табличным методом по формулам

$$P_{\text{от ТП}} = 43,2 + \Delta 23 + \Delta 15,5 = 43,2 + 14,4 + 9,5 = 67,1 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon \text{ ТП}} = 24,8 + \Delta 2 + \Delta 17,6 = 24,8 + 1,2 + 10,9 = 36,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{от ТП}} = 36,6 + \Delta 27 + \Delta 9,3 = 36,6 + 17 + 5,6 = 59,2 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\epsilon \text{ ТП}} = 18,4 + \Delta 15,5 + 0 = 18,4 + 9,5 + 0 = 27,9 \text{ кВАр.}$$

Результаты подсчета нагрузок ТП1 сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Определение нагрузок линий 0,38 кВ и ТП1

Линия	Потребители	Кол	K <sub>0</sub>	Активная нагрузка, кВт				Реактивная нагрузка, кВАр			
				на вводе		расчетная		на вводе		расчетная	
				P <sub>лi</sub>	P <sub>вi</sub>	P <sub>л</sub>	P <sub>в</sub>	Q <sub>лi</sub>	Q <sub>вi</sub>	Q <sub>л</sub>	Q <sub>в</sub>
Л1	1 Лесопильный цех с пилорамой	1	1	23	2	23	2	27	-	27	-
	Расчетная нагрузка Л1	-	-	-	-	23	2	-	-	27	-
Л2	2 Телятник на 120 голов	4	0,78	5	8	15,5	24,8	3	5	9,3	15,5
	Расчетная нагрузка Л2	-	-	-	-	15,5	24,8	-	-	9,3	15,5
Л3	4 МТМ	2	0,85	20	10	34	17	18	8	30,6	13,6
	Расчетная нагрузка участка 1-2	-	-	-	-	34	17	-	-	30,6	13,6
	3 Мельница вальцовая	1	1	15	1	15	1	10	0	10	0
	Расчетная нагрузка участка 0-1	-	-	-	-	43,2	17,6	-	-	36,6	18,4
	Расчетная нагрузка Л3	-	-	-	-	43,2	17,6	-	-	36,6	18,4
Итого с учетом суммирования		-	-	-	-	67,1	36,9	-	-	59,2	27,9
Наружное освещение помещений		8	1	-	0,25	-	2	-	-	-	-
хоздворов (100х0,003кВт/м)		8	1	-	0,3	-	2,4	-	-	-	-
Итого		-	-	-	-	-	4,4	-	-	-	-
Нагрузка ТП1		-	-	-	-	67,1	41,3	-	-	59,2	27,9

Для участков линий 0,38 кВ и трансформаторных подстанций рассчитываются полные мощности, токи и коэффициенты мощности:

$$S_{\text{д}} = \sqrt{P_{\text{д}}^2 + Q_{\text{д}}^2} \quad (9)$$

$$S_{\text{е}} = \sqrt{P_{\text{е}}^2 + Q_{\text{е}}^2} \quad (10)$$

$$I_{\partial} = \frac{S_{\partial}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (11)$$

$$I_{\epsilon} = \frac{S_{\epsilon}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (12)$$

$$\cos \varphi_{\partial} = \frac{P_{\partial}}{S_{\partial}} \quad (13)$$

$$\cos \varphi_{\epsilon} = \frac{P_{\epsilon}}{S_{\epsilon}} \quad (14)$$

Результаты расчета нагрузок в сетях 0,38 кВ для ТП 1 и заданных ТП2 – ТП3 сводятся в табл.7. Расчетные значения мощностей рекомендуется округлять до единиц. Токи ТП 1 не рассчитываются, так как окончательно расчетная мощность этой ТП будет определена только после компенсации реактивной мощности.

Таблица 7 – Сводные данные электрических нагрузок подстанций расчетного варианта

Элементы сети	Мощность						Ток, А		Коэффициент мощности	
	активная, кВт		реактивная, кВАр		полная, кВА		I <sub>д</sub>	I <sub>в</sub>	cosφ <sub>д</sub>	cosφ <sub>в</sub>
	P <sub>д</sub>	P <sub>в</sub>	Q <sub>д</sub>	Q <sub>в</sub>	S <sub>д</sub>	S <sub>в</sub>				
Л1	23	2	27	0	35,5	2	53,7	3,03	0,65	1
Л2	15,5	24,8	9,3	15,5	18,1	29,2	27,4	44,3	0,86	0,85
Л3	43,2	17,6	36,6	18,4	56,6	25,5	85,8	38,6	0,76	0,69
ТП1	67,1	41,3	59,2	27,9	90	50	136	75,5	0,75	0,83
ТП2	102	140	63	12	120	141	182	213	0,85	0,99
ТП3	54	50	64	20	84	54	127	81,6	0,84	0,93
После компенсации реактивной мощности										
ТП1	67,1	41,3	9,2	2,9	68	42	103	63,6	0,99	0,99

#### 4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

При естественном коэффициенте мощности линии или ТП меньше 0,95 рекомендуется компенсация реактивной мощности.

В проекте необходимо выбрать конденсаторные батареи БК для ТП1 и установить их на шинах 0,4 кВ этой ТП. Порядок расчета следующий.

По естественному коэффициенту мощности (табл. 7) определяется, где и когда необходима компенсация.

Определяется величина реактивной мощности Q<sub>к</sub>, которую необходимо компенсировать до cosφ=0,95 по выражению:

$$Q_{к} = Q_{ест} - 0,33 \cdot P, \quad (15)$$

где Q<sub>ест</sub> - естественная (до компенсации) реактивная мощность.

Для ТП 1, согласно табл. 7:

$$Q_{кд} = Q_{естд} - 0,33 \cdot P_{\partial} = 59,2 - 0,33 \cdot 67,1 = 37 \text{ кВАр},$$

$$Q_{кв} = Q_{еств} - 0,33 \cdot P_{\epsilon} = 27,9 - 0,33 \cdot 41,3 = 14,3 \text{ кВАр},$$

Выбирается мощность конденсаторных батарей Q<sub>БК</sub>, при этом перекомпенсация не рекомендуется:



$$Q_{\kappa} \leq Q_{\text{БК}} \leq Q_{\text{есм}} \quad (16)$$

Номинальные мощности конденсаторных батарей на напряжение 0,38 кВ, кВАр следующие: 20, 25, 30, 40, 50, 75, 100, 125, 150 и т.д. Есть БК, номинальная мощность которых, отличается от перечисленных; рекомендуется устанавливать БК, если  $Q_{\text{БК}} \geq 25 \text{ кВАр}$ .

Батарею конденсаторов лучше выбирать одной и той же для дневного и вечернего максимумов. Если это сделать не удастся, то выбирают две батареи (иногда больше), причем в один максимум они включены обе, в другой — только одна.

В примере для ТП 1 можно выбрать  $Q_{\text{БК}} = 2 \times 25 = 50 \text{ кВАр}$ , включая обе батареи в дневной максимум и только одну в вечерний.

Определяется некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q = Q_{\text{есм}} - Q_{\text{БК}} \quad (17)$$

Для ТП 1

$$Q_{\text{д}} = Q_{\text{есмд}} - Q_{\text{БКд}} = 59,2 - 2 \cdot 25 = 9,2 \text{ кВАр},$$

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{есмв}} - Q_{\text{БКв}} = 27,9 - 25 = 2,9 \text{ кВАр}.$$

Рассчитывается полная нагрузка трансформаторных подстанций с учетом компенсации:

$$\text{Для ТП1: } S_{\text{д}} = \sqrt{P_{\text{д}}^2 + Q_{\text{д}}^2} = \sqrt{67,1^2 + 9,2^2} = 68 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{в}} = \sqrt{P_{\text{в}}^2 + Q_{\text{в}}^2} = \sqrt{41,3^2 + 2,9^2} = 42 \text{ кВА}.$$

Коэффициенты мощности после компенсации определяются по выражениям:

$$\text{Для ТП1: } \cos \varphi_{\text{д}} = \frac{P_{\text{д}}}{S_{\text{д}}} = \frac{67,1}{68} = 0,99; \quad \cos \varphi_{\text{в}} = \frac{P_{\text{в}}}{S_{\text{в}}} = \frac{41,3}{42} = 0,99.$$

Данные по компенсации реактивной мощности сводятся в таблицу 7 в строку после компенсации реактивной мощности.

## 5 ВЫБОР ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Номинальная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ выбирается по экономическим интервалам нагрузок (таблица 9), в зависимости от шифра нагрузки (таблица 8), расчетной полной мощности, среднесуточной температуры охлаждающего воздуха, наличия автономных источников для обеспечения нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Выбор установленной мощности трансформаторов одно и двух трансформаторных подстанций производится по условиям их работы, в нормальном режиме исходя из условия

$$S_{\text{ЭК min}} \leq \frac{S_{\text{р}}}{n} \leq S_{\text{ЭК max}}, \quad (18)$$

где  $S_{\text{р}}$  – расчетная нагрузка на шинах подстанции, кВА;

$n$  – количество трансформаторов проектируемой подстанции;

$S_{\text{ЭК min}}$ ,  $S_{\text{ЭК max}}$  – соответственно минимальная и максимальная границы экономического интервала нагрузки трансформатора принятой номинальной мощности, в зависимости от зоны сооружения подстанции и вида нагрузки потребителей.

Принятые по таблице 9 номинальные мощности трансформаторов проверяются по условиям их работы в нормальном режиме эксплуатации – по допустимым систематическим нагрузкам, а в послеаварийном режиме – по допустимым аварийным перегрузкам.

Для нормального режима эксплуатации подстанции номинальные мощности трансформаторов проверяются по условию:

$$\frac{S_{\text{р}}}{n \cdot S_{\text{нм}}} \leq K_{\text{с}}, \quad (19)$$

где  $K_{\text{с}}$  – коэффициент допустимой систематической нагрузки трансформатора для значений среднесуточных температур расчетного сезона –  $v_{\text{вт}}$ .

Если значения среднесуточной температуры воздуха расчетного сезона отличны от  $v_{BT}$ , то коэффициенты допустимых систематических нагрузок трансформаторов рассчитываются по формуле

$$K_c = K_{cm} - \alpha \cdot (v_e - v_{em}), \quad (20)$$

где  $\alpha$  – расчетный температурный градиент,  $1/^\circ\text{C}$ ;

$K_{ct}$  – табличное значение коэффициента допустимой систематической нагрузки, соответствующее среднесуточной температуре расчетного сезона. При среднесуточной температуре зимнего сезона меньше  $-15^\circ\text{C}$ ,  $K_{ct}$  определяется для  $v_{BT} = -15^\circ\text{C}$ .

При отсутствии возможности резервирования или отключения в послеаварийном режиме части нагрузки подстанции, выбор установленной мощности трансформаторов двухтрансформаторных подстанций производится по послеаварийному режиму из условия отключения одного из трансформаторов и обеспечения другим всей нагрузки подстанции:

$$\frac{S_p}{S_{nm}} \leq K_{ав}, \quad (21)$$

где  $K_{ав}$  – коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора, определяется по аналогии с  $K_c$ .

Таблица 8 – Некоторые характерные виды нагрузок подстанций 6...10/0,4 кВ сельскохозяйственного назначения

Шифр нагрузок	Характеристика потребителей
3.1	Производственные потребители, хоздворы, фермы КРС, свиноводческие и другие фермы, кузницы, мастерские, овощехранилища, холодильники, насосные станции, котельные
3.2	Коммунально-бытовые потребители, общественные предприятия в сочетании с жилыми домами
3.7	Со смешанной нагрузкой с преобладанием (более 60 %) производственных
3.8	Со смешанной нагрузкой с преобладанием (более 40 %) коммунально-бытовых потребителей.

Таблица 9 - Экономический интервал нагрузки (кВА) для выбора номинальной мощности трансформатора напряжением 10/0,4 кВ, устанавливаемой в ОЭС Урала (I зона)

Шифр нагрузок	Номинальная мощность трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
3.1.	До 45	46-85	86-125	126-160	161-320	321-355	356-620	621-830
3.2.	До 45	46-75	76-120	121-150	151-315	316-345	346-630	631-840
3.7.	До 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	566-755
3.8.	До 45	46-75	76-105	106-130	131-280	281-315	316-545	546-740

Таблица 10 - Значения коэффициентов допустимой систематической нагрузки и послеаварийной нагрузки трансформатора напряжением 10/0,4 кВ при  $v_{BT} = -10^\circ\text{C}$

Шифр нагрузки	Номинальная мощность, кВА	Коэффициенты		
		$K_{ct}$	$K_{ав}$	$\frac{\alpha_{cm} \cdot 1/^\circ\text{C}}{\alpha_{ав} \cdot 1/^\circ\text{C}}$
3.1	До 63 /100 и выше	1,65/1,59	1,75/1,73	0,92/0,77
3.2	До 100/160 и выше	1,68/1,65	1,80/1,78	0,9/0,78
3.7	До 63/ 100 и выше	1,58/1,77	1,73/1,65	1/0,73
3.8	До 63/100 и выше	1,61/1,59	1,73/1,67	0,84/0,7

Для ТП1 по расчетной мощности 68 кВА (шифр нагрузки 3.1) из таблицы 9 принимаем номинальную мощность трансформатора 40 кВА. Проверяем для нормального режима работы:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_{nm}} = \frac{68}{1 \cdot 40} = 1,70 \leq K_c = 1,65.$$

Условие не выполняется, принимаем номинальную мощность трансформатора 63 кВА, тогда

$$\frac{S_p}{n \cdot S_{nm}} = \frac{68}{1 \cdot 63} = 1,08 \leq K_c = 1,65.$$

Выбор мощностей для остальных ТП производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор трансформаторов для потребительских ТП

№ ТП	S <sub>расч</sub> , кВА	Тип	S <sub>ТН</sub> , кВА	U <sub>ВНН</sub> , кВ	U <sub>ННН</sub> , кВ	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔP <sub>к</sub> , Вт	u <sub>к</sub> , %	ПБВ, %	ΔW <sub>т</sub> , кВтч/г
1	68	ТМ	63	10	0,4	0,24	1,28	4,5	±2×2,5	4041
2	141	ТМ	100	10	0,4	0,33	1,97	4,5	±2×2,5	8374
3	84	ТМ	63	10	0,4	0,24	1,28	4,5	±2×2,5	5061
Итого			226							17479

Потери энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_m = \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{мн}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760 \quad (22)$$

где ΔP<sub>х</sub> и ΔP<sub>к</sub> – потери мощности холостого хода и короткого замыкания в трансформаторе; τ – время максимальных потерь, определяется по таблице 12.

Таблица 12 – Зависимость T<sub>max</sub> и τ от расчетной нагрузки

P <sub>расч</sub> , кВт	Характер нагрузки					
	коммунально-бытовая		производственная		смешанная	
	Время, ч					
	T <sub>max</sub>	τ	T <sub>max</sub>	τ	T <sub>max</sub>	τ
0...10	900	300	1100	400	1300	500
10...20	1200	500	1500	500	1700	600
20...50	1600	600	2000	1000	2200	1100
50...100	2000	1000	2500	1300	2800	1500
100...250	2350	1200	2700	1400	3200	2000
250...300	2600	1400	2800	1500	3400	2100
300...400	2700	1450	2900	1580	3450	2120
400...600	2800	1500	2950	1600	3500	2150
600...1000	2900	1600	3000	1630	3600	2200

Потери в трансформаторе ТП1:

$$\Delta W_m = \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{мн}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760 = 1,28 \cdot \left( \frac{68}{63} \right)^2 \cdot 1300 + 0,24 \cdot 8760 = 4041 \text{ кВтч}$$

Расчет потерь электрической энергии для остальных трансформаторов производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 11.

## 6 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 кВ

Электрический расчет воздушных линий ВЛ производится с целью выбора марки и сечения проводов и определения потерь напряжения и энергии (табл. 13). Рекомендуется следующий порядок расчета.

Вычерчивают расчетную схему линии 10 кВ с указанием нагрузок всех ТП (данные таблицы 7) и длин участков линии. Записываются в табл. 13 номера и длины участков линии. Подсчитываются суммы активных и реактивных мощностей потребительских ТП, находящихся за расчетным участком. По количеству трансформаторов за участком выбирается коэффициент одновременности согласно табл. 14.

Определяются расчетные мощности и токи участка по выражениям (9)...(12).

В целях удобства монтажа в линии обычно монтируются не более трех марок проводов. Минимально допустимые сечения сталеалюминевых проводов ВЛ 10 кВ по условиям механической прочности должны быть в районах с нормативной толщиной стенки гололеда до 10 мм – 35 мм<sup>2</sup>, 15-20 мм – 50 мм<sup>2</sup> и более 20 – 70 мм<sup>2</sup>. Сечение сталеалюминевых проводов на магистрали ВЛ 10 кВ должно быть не менее 70 мм<sup>2</sup> [5].

Экономические интервалы нагрузок провода выбираются по таблице 15.

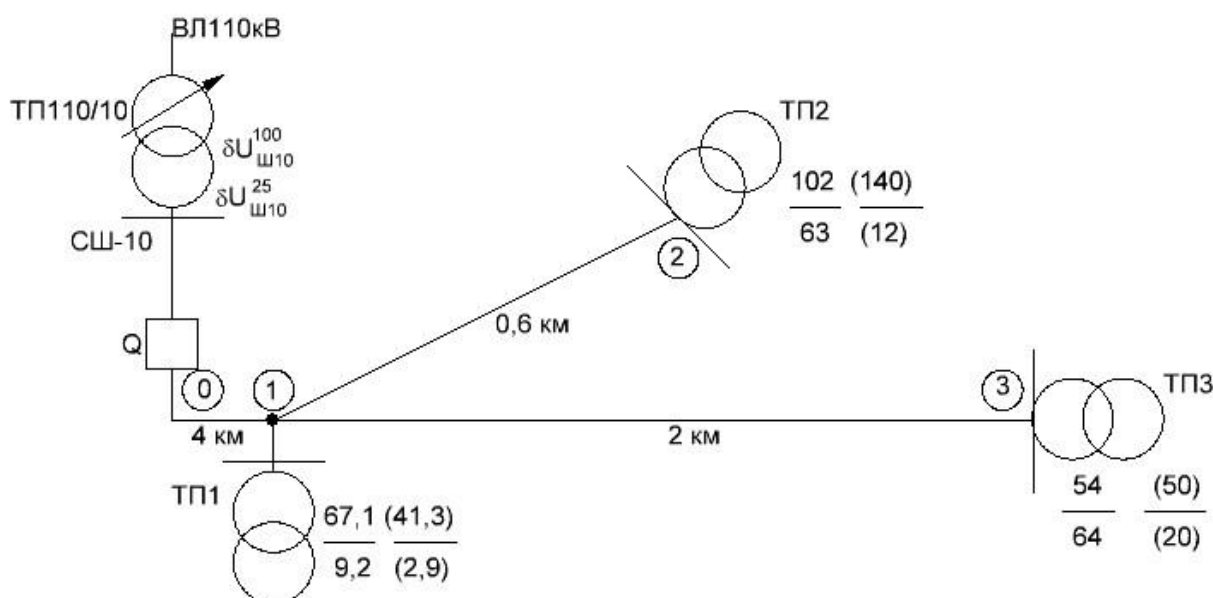


Рисунок 2 – Расчетная схема ВЛ 10 кВ

Таблица 14 – Коэффициенты одновременности для расчета электрических нагрузок в распредсетях 6...35 кВ

Количество ТП, шт	2	3	5	10	20	25 и более
$K_0$	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65

Выбирается сечение проводов по экономическим интервалам нагрузки (таблица 15) с учетом надежности. По  $F_{расч}$  принимается ближайшее стандартное.

Таблица 15 – Экономические интервалы нагрузок для выбора проводов в ВЛ 10 кВ

$I_{p\max}$ , А	12...22	22...31	31...47	47...70	>70
Провод	АС35	АС50	АС70	А95	А120

Выбранное сечение проводов проверяется по допустимому нагреву (таблица 16):

$$I_{доп} \geq I_{p \max} \cdot \quad (23)$$

Таблица 16 – Допустимый ток провода по нагреву

Провод	A35	A50	A70	A95	A120	AC35	AC50	AC70
I <sub>доп</sub> , А	170	215	265	320	375	170	210	265

Для выбранных проводов выписывается сопротивление 1 км: активное  $r_0$  и индуктивное  $x_0$ ; для определения  $x_0$  необходимо принять среднее геометрическое расстояние между проводами (для ВЛ 10 кВ чаще всего принимают  $D_{cp}=1500$  мм). Данные по проводам сводятся в таблицу 17.

Рассчитываются потери напряжения на участках в процентах:

$$\Delta U_{\partial} \% = \frac{(P_{\partial} \cdot r_0 + Q_{\partial} \cdot x_0) \cdot l}{U_n^2} \cdot 100, \quad (24)$$

$$\Delta U_{\epsilon} \% = \frac{(P_{\epsilon} \cdot r_0 + Q_{\epsilon} \cdot x_0) \cdot l}{U_n^2} \cdot 100, \quad (25)$$

где  $P$  и  $Q$  – мощности, протекающие по участку, Вт и ВАр;

$l$  – длина участка, км;

$U_n$  – номинальное напряжение сети, В;

$r_0$  и  $x_0$  – погонное сопротивление 1 км провода, Ом/км.

Подсчитываются потери напряжения от шин 10 кВ ГПП до конца расчетного участка путем суммирования потерь напряжения тех участков, по которым протекает мощность рассматриваемого участка.

Определяются потери электрической энергии на участках:

$$\Delta W = 3 \cdot I_{p \max}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВтч} \quad (26)$$

Подсчитываются потери энергии по всей линии. Эти потери необходимо оценить в процентах от годового потребления электроэнергии населенным пунктом:

$$\Delta W_{л} \% = \frac{\Delta W}{W_{год}} \cdot 100, \quad (27)$$

где  $W_{год} = P_{расч} \cdot T_{max}$  – передаваемая за год по ВЛ 10 кВ электроэнергия, кВтч;

$P_{расч}$  – расчетная мощность ВЛ 10 кВ (таблица 13).

Здесь же необходимо оценить потери электроэнергии в потребительских трансформаторах:

$$\Delta W_m \% = \frac{\Delta W_m}{W_{год}} \cdot 100, \quad (28)$$

где  $\Delta W_T$  – суммарные потери электроэнергии во всех ТП (табл. 11).

Для рассматриваемого примера на участке 0-1 по большему значению тока 12,9 А (таблица 13) выбираем провод марки AC70, т.к. на магистрали (участок 0-1) сечение должно быть не менее 70 мм<sup>2</sup>. На ответвлениях по интервалам экономических нагрузок принимаем провод AC35. Данные по проводам сводятся в таблицу 17.

Таблица 17 – Данные проводов ВЛ 10 кВ

Провод	D <sub>cp</sub> , мм	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	I <sub>p max</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А
AC35	1500	0,773	0,403	8,15	170
AC70	1500	0,42	0,392	12,9	265

Проверяем выбранный провод на потери напряжения:

$$\Delta U_{\partial 01} \% = \frac{(P_{\partial 01} \cdot r_0 + Q_{\partial 01} \cdot x_0) \cdot l_{01}}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{(190000 \cdot 0,42 + 116000 \cdot 0,392) \cdot 4}{10000^2} \cdot 100 = 0,501 \%,$$

$$\Delta U_{\epsilon 01} \% = \frac{(P_{\epsilon 01} \cdot r_0 + Q_{\epsilon 01} \cdot x_0) \cdot l_{01}}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{(196000 \cdot 0,42 + 30000 \cdot 0,392) \cdot 4}{10000^2} \cdot 100 = 0,376 \%,$$

аналогично рассчитываются остальные участки, результаты сведены в таблицу 13.



Таблица 13 – Электрический расчет ВЛ 10 кВ

участок	Сумма мощностей ТП за участком		Количество ТП за участком, шт	Коэффициент одновременности	Расчетная мощность участка						Рабочий ток, А		Марка и сечение провода	Потери напряжения $\Delta U, \%$				Потери энергии $\Delta W_{\text{д}}$ кВтч
	активных кВт	реактивных, кВт			$\Sigma P_{\text{дi}}$	$\Sigma P_{\text{вi}}$	$\Sigma Q_{\text{дi}}$	$\Sigma Q_{\text{вi}}$	полная кВА	$S_{\text{д}}$	$S_{\text{в}}$	$I_{\text{д}}$		$I_{\text{в}}$	днем	вечером	на уч-ке	
длина, км																		
номер																		
0-1	4		3	0,85	190	196	116	30	223	198	12,9	11,5	АС70	0,501	0,376	0,501	0,376	1168
1-2	0,6		1	1	102	140	63	12	120	141	6,94	8,15	АС35	0,063	0,068	0,564	0,444	94
1-3	2,0		1	1	54	50	64	20	84	54	4,86	3,12	АС35	0,135	0,093	0,636	0,469	141
Итого: 1403																		

Потери напряжения по всей длине линии от ГПП до конца линии составят  $\Delta U_{02} = 0,564\%$ ,  $\Delta U_{03} = 0,636\%$ , что не выходит за пределы нормы.

Потери электроэнергии на участках определяются по (26):

$$\Delta W_{01} = 3 \cdot I_{p \max 01}^2 \cdot r_0 \cdot l_{01} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 12,9^2 \cdot 0,42 \cdot 4 \cdot 1400 \cdot 10^{-3} = 1168 \text{ кВтч},$$

На остальных участках потери электроэнергии определяются аналогично, результаты сведены в таблицу 13. Потери в линии необходимо оценить в процентах от годового потребления электроэнергии населенным пунктом:

$$\Delta W_{\%} = \frac{\Delta W}{W_{\text{год}}} \cdot 100 = \frac{1403}{529200} \cdot 100 = 0,27\%,$$

где  $W_{\text{год}} = P_{\text{расч}} \cdot T_{\text{max}} = 196 \cdot 2700 = 529200 \text{ кВтч}$  - передаваемая за год по ВЛ 10 кВ электроэнергия, кВтч.

Потери электроэнергии в потребительских трансформаторах:

$$\Delta W_m \% = \frac{\Delta W_m}{W_{\text{год}}} \cdot 100 = \frac{17479}{529200} \cdot 100 = 3,30\%.$$

## 7 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ У ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Для оценки качества напряжения у потребителей составляется таблица отклонений напряжения (табл. 18), из которой определяется допустимая потеря напряжения  $\Delta U_{\text{доп}}$  в линиях 0,38 кВ. Таблица составляется для ближайшей расчетной и удаленной трансформаторных подстанций, в проекте ТП 1 является ближайшей и расчетной. Удаленной считается ТП, потери напряжения до которой от ГПП имеют наибольшую величину. Из таблицы выясняется, есть ли необходимость в применении дополнительных технических средств для поддержания напряжения у потребителей в допустимых пределах.

Отклонение напряжения в любой точке электропередачи:

$$\delta U_i \% = \sum_{i=1}^n \delta U_i \pm \sum_{i=1}^m \Delta U_i, \quad (29)$$

где  $\sum_{i=1}^n \delta U_i$  – сумма надбавок от ГПП до рассматриваемой точки с учетом знака, %;

$\sum_{i=1}^m \Delta U_i$  – сумма потерь напряжения от ГПП до рассматриваемой точки, %.

В качестве минимальной нагрузки рассматривается режим 25-процентной нагрузки, при которой потери напряжения принимаются равными 1/4 части максимальных потерь.

В потребительских трансформаторах рассчитываются потери напряжения, %:

$$\Delta U_m \% = \frac{P \cdot R_m + Q \cdot X_m}{U_{mн}^2} \cdot 100, \quad (30)$$

где P и Q – активная и реактивная мощности, протекающие через трансформатор (дневные и вечерние), полная мощность которых наибольшая;

$U_{mн}$  – номинальное напряжение трансформатора (обмотки высшего напряжения);

$R_T$  и  $X_T$  – активное и индуктивное сопротивление трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{mн}^2}{S_{mн}^2}, \quad (31)$$

$$X_m = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{mн}^2}{S_{mн}}, \quad (32)$$

где  $S_{Tн}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА;

$U_p\%$  – составляющая потери напряжения в реактивных сопротивлениях, определяемая через  $U_k$  по выражению:

$$U_p \% = \sqrt{(U_k \%)^2 - \left( \frac{\Delta P_k}{S_{mn}} \cdot 100 \right)^2} . \quad (33)$$

Регулируемая надбавка ПБВ трансформатора подбирается таким образом, чтобы отклонение напряжения  $\delta U_{u0,4}^{25}$  на шинах 0,4 кВ не выходило за допустимые пределы: +5 % - для потребителей I и II\* категорий надежности; +7,5% для потребителей II и III категорий надежности.

Допустимая потеря напряжения во всей линии 0,38 кВ (по абсолютной величине) определяется как разница между отклонением напряжения на шинах 0,4 кВ в 100%-м режиме и допустимым отклонением напряжения у потребителя:

$$\Delta U'_{доп} = \delta U_{u0,4}^{100} - \delta U_{доп}^{100} . \quad (34)$$

Эта потеря разделяется на две части. Одна часть  $\Delta U'' = 2,0\%$  оставляется, согласно ПУЭ, на линию внутри помещений, другая – на наружную линию (в примере  $\Delta U_{доп} = 7,252\%$ ), по которой рассчитываются все наружные линии 0,38 кВ, отходящие от ТП1. При этом для каждой линии 0,38 кВ должно соблюдаться условие:

$$\Delta U_{факт} \leq \Delta U_{доп} . \quad (35)$$

Величина  $\Delta U_{доп}$  влияет на выбор сечения провода ВЛ 0,38 кВ: чем больше  $\Delta U_{доп}$ , тем меньше сечение провода.

Рекомендуется устанавливать  $\Delta U_{доп} \geq 6\%$ . При невыполнении этого условия предлагаются следующие технические мероприятия:

- уменьшить  $\Delta U''$  до 1...0,6 %, если линии внутри помещения небольшой длины (например, к линии подключены жилые дома);
- увеличить сечение проводов на некоторых участках ВЛ 10 кВ.
- установить продольно-емкостную компенсацию реактивного сопротивления;
- предусмотреть замену на ГПП трансформатора с ПБВ на трансформатор с РПН и с помощью последнего создать на шинах 110 (35) кВ режим встречного регулирования напряжения.

В практике принятие технических мероприятий обычно рассматривается в указанной последовательности, окончательное решение принимается после технико-экономического сравнения вариантов.

В примере ближайшей трансформаторной подстанцией является ТП1, а удаленной ТП3, т.к. потери напряжения в линии до нее больше, чем до остальных ТП.

На ТП1 установлен трансформатор ТМ 63, его сопротивления составят:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{mn}^2}{S_{mn}^2} = \frac{1280 \cdot 10000^2}{63000^2} = 32,2 \text{ Ом},$$

$$X_m = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{mn}^2}{S_{mn}} = \frac{4,01}{100} \cdot \frac{10000^2}{63000} = 63,7 \text{ Ом},$$

$$U_p \% = \sqrt{(U_k \%)^2 - \left( \frac{\Delta P_k}{S_{mn}} \cdot 100 \right)^2} = \sqrt{4,5^2 - \left( \frac{1280}{63000} \cdot 100 \right)^2} = 4,01 \%,$$

тогда потери напряжения в нем составят в 100% режиме:

$$\Delta U_m \% = \frac{P \cdot R_m + Q \cdot X_m}{U_{mn}^2} \cdot 100 = \frac{67100 \cdot 32,2 + 9200 \cdot 63,7}{10000^2} \cdot 100 = 2,747 \%;$$

в 25% режиме в 4 раза меньше:  $\Delta U_m^{25} = \frac{2,747}{4} = 0,687\%$ .

На ТПЗ установлен трансформатор ТМ 63, его сопротивления составят:

$$R_m = \frac{\Delta P_\kappa \cdot U_{mн}^2}{S_{mн}^2} = \frac{1280 \cdot 10000^2}{63000^2} = 32,2 \text{ Ом},$$

$$X_m = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{mн}^2}{S_{mн}} = \frac{4,01}{100} \cdot \frac{10000^2}{63000} = 63,7 \text{ Ом},$$

$$U_p \% = \sqrt{(U_\kappa \%)^2 - \left( \frac{\Delta P_\kappa}{S_{mн}} \cdot 100 \right)^2} = \sqrt{4,5^2 - \left( \frac{1280}{63000} \cdot 100 \right)^2} = 4,01\%,$$

тогда потери напряжения в нем составят в 100% режиме:

$$\Delta U_m \% = \frac{P \cdot R_m + Q \cdot X_m}{U_{mн}^2} \cdot 100 = \frac{54000 \cdot 32,2 + 64000 \cdot 63,7}{10000^2} \cdot 100 = 5,816\% ;$$

в 25% режиме в 4 раза меньше:  $\Delta U_m^{25} = \frac{5,816}{4} = 1,454\% .$

Отклонение напряжения на шинах ГПП принимается по исходным данным проекта:

$\delta U_{u10}^{100} = +5\% , \delta U_{u10}^{25} = 0\% .$  Потери напряжения в линии в 100% режиме принимается из

расчетов (таблица 13) для БТП  $\Delta U_{10}^{100} = 0,501\% ,$  для УТП (ТПЗ)  $\Delta U_{10}^{100} = 0,636\% ;$  в 25%

режиме соответственно в 4 раза меньше для БТП  $\Delta U_{10}^{25} = \frac{0,501}{4} = 0,125\% ,$  для УТП

$\Delta U_{10}^{25} = \frac{0,636}{4} = 0,159\% .$  Конструктивная надбавка в трансформаторе принимается +5%,

регулируемая выбирается так, чтобы выполнялись вышеизложенные требования. Все параметры, влияющие на уровень напряжения вносят в таблицу отклонений напряжений (таблица 18).

Таблица 18 – Оценка качества напряжения у потребителей

Элемент электропередачи	Величина	Ближайшая (ТП1) ТП10/0,4 кВ		Удаленная (ТПЗ) ТП 10/0,4 кВ	
		Нагрузка, %			
		100	25	100	25
Шины 10 кВ ГПП	$\delta U_{u10}$	+5	0	+5	0
Линия 10 кВ	$\Delta U_{10}$	-0,501	-0,125	-0,636	-0,159
Трансформатор 10/0,4:					
потеря напряжения	$\Delta U_m$	-2,747	-0,687	-5,816	-1,454
надбавка конструктивная	$\delta U_{m-}$	+5	+5	+5	+5
надбавка регулируемая	$\delta U_{m\approx}$	-2,5	-2,5	0	0
Шины 0,4 кВ	$\delta U_{u0,4}$	+4,252	+1,688	+3,548	+3,387
Линия 0,38 кВ:	$\Delta U'$	-9,252	0	-8,548	0
наружная часть	$\Delta U_{дон}$	-7,252	0	-6,548	0
внутренняя часть	$\Delta U''$	-2,0	0	-2,0	0
Удаленный потребитель	$\delta U_{дон}$	-5,0	+5,0	-5,0	+5,0
	$\delta U_{факт}$	-3,749	+1,688	-	-

## 8 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,38 кВ

В наружных линиях 0,38 кВ провода выбираются по допустимой потере напряжения или по экономическим интервалам нагрузок. Выбранные провода проверяются по нагреву.

### Выбор проводов в линии Л1

К линии Л1 подключен потребитель, имеющий крупный асинхронный электродвигатель, при запуске которого протекают большие пусковые токи, вызывая значительные потери напряжения. Поэтому для Л1 провода рекомендуется выбирать по экономическим интервалам, в этом случае сечение чаще всего получается больше, чем при расчете по  $\Delta U_{\text{доп}}$ .

Выбирается провод в зависимости от нагрузки (см. табл.7) по табл.19.

Таблица 19 – Интервалы экономических нагрузок для выбора проводов в линиях 0,38 кВ

S <sub>расч</sub> , кВА	12...17	17...24	24...33	33...50	50...70	>70
Провод	АС25	А35	А50	А70	А95	А120

Выбранное сечение проводов проверяется по допустимому нагреву (табл.16).

Выбираются  $r_0$  и  $x_0$  ( $D_{\text{ср}}$  принимается 600 мм). Рассчитываются потери напряжения в линии по (24) и (25), при этом должно выполняться условие (35).

Пример расчета Л1.

По наибольшему значению полной мощности 35,5 кВА, входящему в интервал 33...50 по таблице 19 выбираем провод А70. Выбранное сечение проверяем по допустимому нагреву:  $I_{\text{дон}} = 265 \text{ A} \geq I_{\text{р макс}} = 53,7 \text{ A}$ . Условие выполняется провод по нагреву проходит.

Рассчитываем потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\text{дЛ1}} \% = \frac{(P_{\text{дЛ1}} \cdot r_0 + Q_{\text{дЛ1}} \cdot x_0) \cdot l_{\text{Л1}}}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{(23000 \cdot 0,412 + 27000 \cdot 0,309) \cdot 0,1}{380^2} \cdot 100 = 1,234 \%,$$

$$\Delta U_{\text{вЛ1}} \% = \frac{(P_{\text{вЛ1}} \cdot r_0 + Q_{\text{вЛ1}} \cdot x_0) \cdot l_{\text{Л1}}}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{(2000 \cdot 0,412 + 0 \cdot 0,309) \cdot 0,1}{380^2} \cdot 100 = 0,057 \%,$$

фактические потери напряжения  $\Delta U_{\text{факт}} = 1,234 \% \leq \Delta U_{\text{дон}} = 7,252 \%$ . Провод на потери напряжения проходит.

### Выбор проводов в линии Л2 и Л3

В линии Л2 сечение проводов рекомендуется выбирать по допустимой потере напряжения.

Задаемся реактивным сопротивлением 1 км провода в линиях 0,38 кВ;  $x_0=0,4$  Ом/км.

Определяется составляющая потери напряжения в реактивных сопротивлениях (в процентах):

$$\Delta U_p \% = \frac{Q \cdot x_0 \cdot l}{U_n^2} \cdot 100, \quad (36)$$

где Q – реактивная мощность, ВАр, дневная или вечерняя, которой соответствует большая полная мощность.

Определяется допустимая составляющая потери напряжения в активных сопротивлениях (в процентах):

$$\Delta U_{\text{адон}} \% = \Delta U_{\text{дон}} \% - \Delta U_p \%. \quad (37)$$

Расчетное сечение проводов:

$$F_{\text{расч}} = \frac{P \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{адон}} \% \cdot U_n^2}, \quad (38)$$

где  $\gamma=32$  м/Ом·мм<sup>2</sup> – удельная проводимость алюминия,

P (Вт) – берется того же максимума, что и Q.

$U_{\text{ном.}} = 380$  В;

l – длина участка, м.

Выбирается стандартное сечение провода:

$$F_{\text{станд}} \geq F_{\text{расч}} \quad (39)$$

и далее проверяется выбранный провод по нагреву, выписываются значения  $r_0$  и  $x_0$  и рассчитывается фактическая потеря напряжения, которая сравнивается с допустимой.

Пример расчета для Л2.

$$\Delta U_p \% = \frac{Q \cdot x_0 \cdot l}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{15500 \cdot 0,4 \cdot 0,25 \cdot 100}{380^2} = 1,073 \%,$$

$$\Delta U_{\text{адоп}} \% = \Delta U_{\text{доп}} \% - \Delta U_p \% = 7,252 - 1,073 = 6,179 \%$$

Расчетное сечение проводов:

$$F_{\text{расч}} = \frac{P \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{адоп}} \% \cdot U_n^2} = \frac{24800 \cdot 250 \cdot 100}{32 \cdot 6,179 \cdot 380^2} = 22 \text{ мм}^2,$$

Выбирается стандартное сечение провода:

$$F_{\text{станд}} = 25 \text{ мм}^2 \geq F_{\text{расч}} = 22 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод А25, проверяем выбранный провод по нагреву:

$$I_{\text{доп}} = 135 \text{ А} \geq I_{\text{р max}} = 44,3 \text{ А}. \text{ Условие выполняется провод по нагреву проходит.}$$

Рассчитываем потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\text{дЛ2}} \% = \frac{(24800 \cdot 1,140 + 15500 \cdot 0,345) \cdot 0,25}{380^2} \cdot 100 = 5,821 \%, \text{ фактические потери напряжения}$$

$$\Delta U_{\text{факт}} = 5,821 \% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 7,252 \%. \text{ Провод на потери напряжения проходит.}$$

Аналогично рассчитывается линия Л3. Данные по расчету сводятся в таблицу 20.

Таблица 20 – Сводные данные расчета линий 0,38 кВ

Линия	Провод	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$I_{\text{р max}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$\Delta U_{\text{факт}}$ , %	$\Delta U_{\text{доп}}$ , %
Л1	А70	0,412	0,309	53,7	265	1,234	7,252
Л2	А25	1,140	0,345	44,3	135	5,821	7,252
Л3	А35	0,830	0,336	85,8	170	6,001	7,252

Определяется фактическое отклонение напряжения у самого удаленного потребителя для всех трех линий. На сколько наибольшая  $\Delta U_{\text{факт}}$  меньше  $\Delta U_{\text{доп}}$ , на столько же  $\delta U_{\text{факт}}$  у удаленного потребителя будет меньше  $\delta U_{\text{доп}}$ :

$$\delta U_{\text{факт}} \% = \delta U_{\text{доп}} \% - (\Delta U_{\text{доп}} \% - \Delta U_{\text{факт}} \%). \quad (40)$$

В примере  $\delta U_{\text{факт}} \% = -5 - (-7,252 - (-6,001)) = -3,749 \%$ . Полученное значение  $\delta U_{\text{факт}}$  записывается в таблицу 18.

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Токи короткого замыкания (КЗ) необходимы для выбора электрооборудования, расчета и проверки действия релейной защиты.

### 9.1 Исходная схема для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетной схемы (рис. 3), на которой указываются марки проводов и их сечение, длины участков линий электропередачи, силовые трансформаторы и их мощность, мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ питающей подстанции.

На расчетную схему наносятся точки КЗ: на шинах 10 кВ расчетной потребительской подстанций ТП1 – К1; на шинах 0,4 кВ ТП 1 (К2); в конце линий 0,38 кВ ТП 1 (К3, К4, К5).

### 9.2 Схема замещения для расчета токов КЗ

По исходной схеме составляется схема замещения (рис. 4), на которой показываются индуктивные и активные сопротивления основных элементов электропередачи: системы, линий,

трансформаторов. На схеме расставляются точки КЗ, наносятся обозначения сопротивлений (в числителе) и их числовые значения (в знаменателе) приведенные к базисным условиям.

Для приведения сопротивлений к базисным условиям в простых распределительных сетях, чаще всего применяется система именованных единиц, в которой все сопротивления приводятся к базисному напряжению  $U_6$ . За базисное напряжение принимается среднономинальное напряжение одной из ступеней, 10,5 или 0,4 кВ. Примем  $U_6 = 10,5$  кВ.

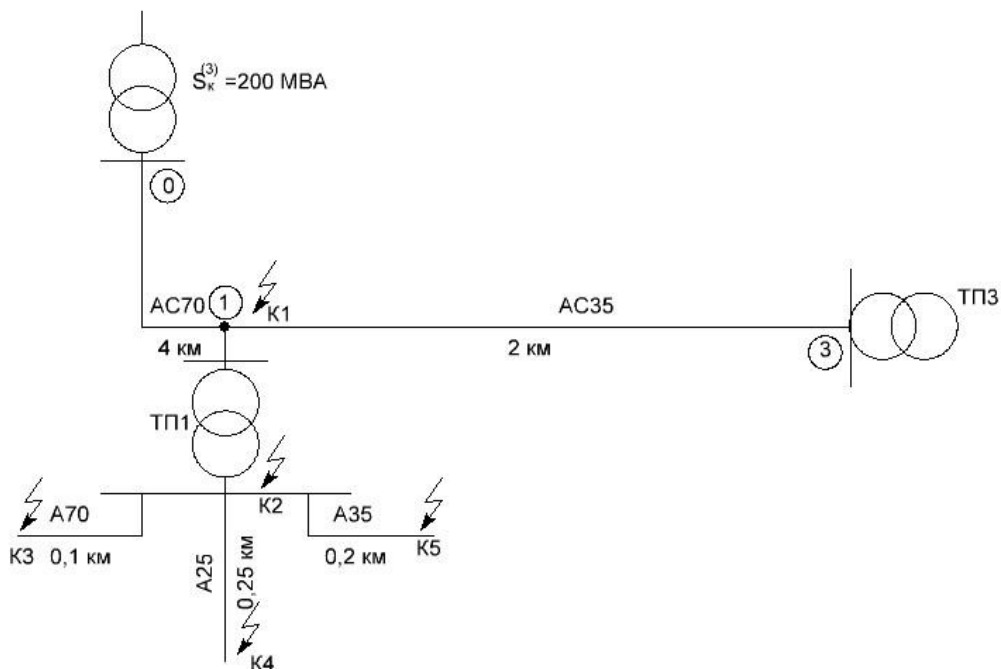


Рисунок 3 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

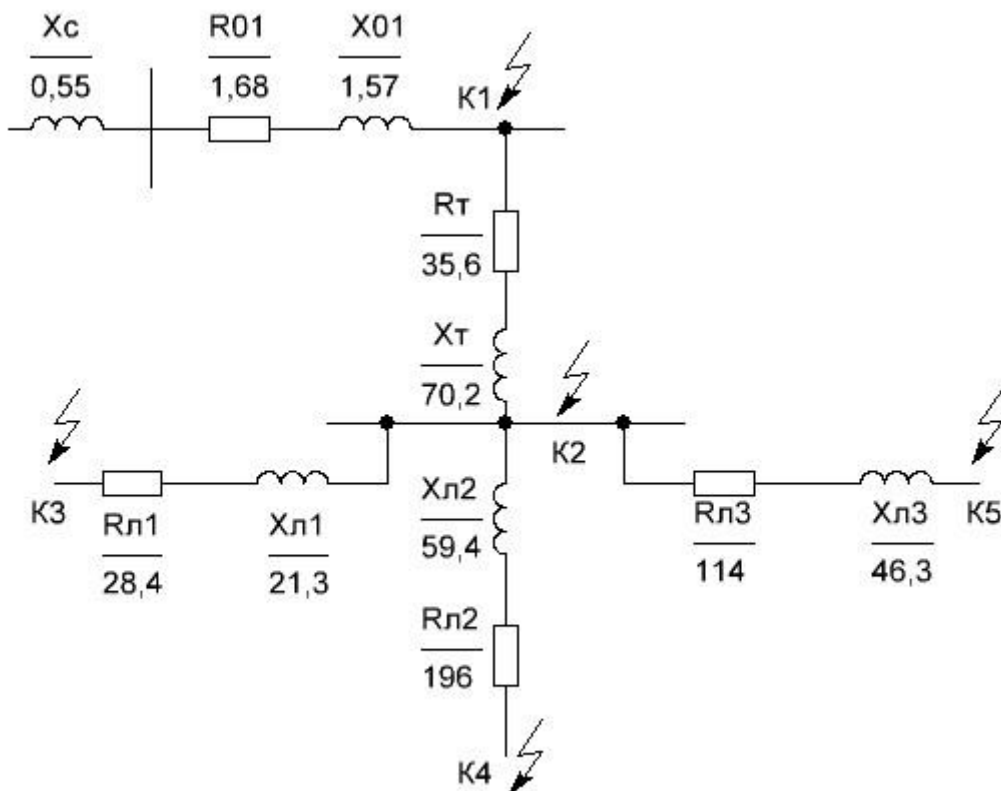


Рисунок 4 – Схема замещения для определения токов короткого замыкания

### 9.3 Сопротивления схемы замещения

Определяются сопротивления схемы замещения, приведенные к базовым условиям.

Ниже приводятся формулы для расчета сопротивлений, приводимых к базисным условиям, в которых индекс, обозначающий базисные условия, имеет букву «б», величины измеряются: S – в ВА, U – в В, Z – в Ом, l – в км, r<sub>0</sub> и x<sub>0</sub> в Ом/км, ΔP<sub>к</sub> – в Вт, T<sub>a</sub> – в с, I – в А.

Сопротивление системы:

$$X_{cб} = \frac{U_{б}^2}{S_{к}^{(3)}}. \quad (41)$$

Сопротивление трансформатора:

$$R_{mб} = \frac{\Delta P_{к}}{S_{mн}} \cdot \frac{U_{б}^2}{S_{mн}}; \quad (42)$$

$$X_{mб} = \frac{U_{п} \%}{100} \cdot \frac{U_{б}^2}{S_{mн}}. \quad (43)$$

Сопротивление линии:

$$R_{б} = r_0 \cdot l \cdot \left( \frac{U_{б}}{U_{сн\text{ом}}} \right)^2; \quad (44)$$

$$X_{б} = x_0 \cdot l \cdot \left( \frac{U_{б}}{U_{сн\text{ом}}} \right)^2. \quad (45)$$

Для каждой точки короткого замыкания суммируются сопротивления от начала электропередачи и находятся полные сопротивления:

$$Z_{б\sigma} = \sqrt{R_{б\sigma}^2 + X_{б\sigma}^2}. \quad (46)$$

### 9.4 Расчет токов короткого замыкания

Трехфазный ток короткого замыкания:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{б}}{\sqrt{3} \cdot Z_{б\sigma}} \cdot \frac{U_{б}}{U_{сн\text{ом}}}; \quad (47)$$

Для точек короткого замыкания, в которых U<sub>сн\text{ом}}</sub>=U<sub>б</sub>, выражение (47) принимает вид:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{б}}{\sqrt{3} \cdot Z_{б\sigma}}. \quad (48)$$

Токи двухфазного короткого замыкания:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к}^{(3)} \approx 0,87 \cdot I_{к}^{(3)}. \quad (49)$$

Ударные токи:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (50)$$

где K<sub>y</sub> – ударный коэффициент, определяемый по выражению:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{3,14 R_{б\sigma}}{X_{б\sigma}}}, \quad (51)$$

где T<sub>a</sub> – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$T_a = \frac{X_{б\sigma}}{2\pi \cdot f \cdot R_{б\sigma}} = \frac{X_{б\sigma}}{314 \cdot R_{б\sigma}}. \quad (52)$$



Значения ударного коэффициента можно найти по кривым зависимости коэффициента от отношения результирующих сопротивлений до соответствующей точки короткого замыкания.

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{cнoм} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (53)$$

### 9.5 Расчет однофазного тока короткого замыкания в конце линии 0,38 кВ

Для проверки защиты на чувствительность рассчитываются минимальные токи КЗ. Это, чаще всего, токи однофазного КЗ, которые определяются по упрощенной формуле, рекомендуемой ПУЭ:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi \min}}{\frac{1}{3} \cdot Z_m^{(1)} + Z_n}, \quad (54)$$

где  $U_{\phi \min}$  – минимальное фазное напряжение на шинах 0,4 кВ ТП, определяемое с учетом таблицы 18;

$$U_{\phi \min} = 220 \cdot \left( 1 \pm \frac{\delta U_{u0,4}}{100} \right), \quad (55)$$

где  $Z_m^{(1)}$  – полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус; для трансформаторов 10/0,4 кВ со схемой соединения обмотки «звезда – звезда с нулем» значения приведены в таблице 21;

$Z_n$  – полное сопротивление петли «фаза-нуль» от шин 0,4 кВ ТП до конца линии 0,38 кВ:

$$Z_n = L \cdot \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0N})^2 + x_{нo}^2}, \quad (56)$$

где  $r_{0\phi}$   $r_{0N}$  – активные сопротивления фазного и нулевого проводов,

$L$  – длина линии;

$x_{нo}$  – индуктивное сопротивление току нулевой последовательности, равное 0,6 Ом/км.

Таблица 21 – Сопротивления трансформаторов току замыкания на корпус

$S_{Тн}$ , кВА	25	40	63	100	160	250	400	630
$\frac{1}{3} Z_m^{(1)}$ , Ом	1,040	0,650	0,410	0,260	0,160	0,100	0,065	0,042

Если в расчетах токи КЗ получаются значительными, их удобнее выразить в кА; мощности КЗ ( $S_{\kappa}^{(3)}$ ) выражать в МВА. Результаты расчета сводятся в таблицу 22.

Пример расчета:

$$\text{Сопротивление системы: } X_{c\phi} = \frac{U_{\phi}^2}{S_{\kappa}^{(3)}} = \frac{10500^2}{200000000} = 0,55 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора:

$$R_{m\phi} = \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{mн}} \cdot \frac{U_{\phi}^2}{S_{mн}} = \frac{1280}{63000} \cdot \frac{10500^2}{63000} = 35,6 \text{ Ом};$$

$$X_{m\phi} = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\phi}^2}{S_{mн}} = \frac{4,01}{100} \cdot \frac{10500^2}{63000} = 70,2 \text{ Ом}.$$

$$\text{Сопротивление линии: } R_{\phi 01} = r_{0AC70} \cdot l_{01} \cdot \left( \frac{U_{\phi}}{U_{cнoм}} \right)^2 = 0,42 \cdot 4 \cdot \left( \frac{10500}{10500} \right)^2 = 1,68 \text{ Ом};$$

$$X_{\sigma 01} = x_{0,4C70} \cdot l_{01} \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_{\text{с ном}}} \right)^2 = 0,392 \cdot 4 \cdot \left( \frac{10500}{10500} \right)^2 = 1,57 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии 0,38 кВ:

$$R_{\delta Л1} = r_{0,470} \cdot l_{Л1} \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_{\text{с ном}}} \right)^2 = 0,412 \cdot 0,1 \cdot \left( \frac{10500}{400} \right)^2 = 28,4 \text{ Ом;}$$

$$X_{\delta Л1} = x_{0,470} \cdot l_{Л1} \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_{\text{с ном}}} \right)^2 = 0,309 \cdot 0,1 \cdot \left( \frac{10500}{400} \right)^2 = 21,3 \text{ Ом.}$$

Остальные сопротивления участков ВЛ10 кВ и линий 0,38 кВ рассчитываются аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 22. По найденным сопротивлениям определяются результирующие сопротивления от источника питания до места короткого замыкания. Например, до точки К1 (на шинах 10 кВ ТП1):

$$Z_{\sigma \Sigma 1} = \sqrt{R_{\sigma \Sigma 1}^2 + X_{\sigma \Sigma 1}^2} = \sqrt{(1,68)^2 + (0,55 + 1,57)^2} = 2,70 \text{ Ом.}$$

до точки К2 (на шинах 0,4 кВ ТП1):

$$Z_{\sigma \Sigma 2} = \sqrt{R_{\sigma \Sigma 2}^2 + X_{\sigma \Sigma 2}^2} = \sqrt{(1,68 + 35,6)^2 + (0,55 + 1,57 + 70,2)^2} = 81,4 \text{ Ом.}$$

Токи короткого замыкания:

Для точки К1:

$$\text{Трехфазный: } I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\sigma \Sigma 1}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 2,70} = 2,25 \text{ кА}$$

$$\text{Двухфазный: } I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \approx 0,87 \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} = 0,87 \cdot 2,25 = 1,96 \text{ кА}$$

Для точки К2:

Трехфазный ток к.з:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\sigma \Sigma 2}} \cdot \frac{U_{\delta}}{U_{\text{с ном}}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 81,4} \cdot \frac{10,5}{0,4} = 1,96 \text{ кА,}$$

Двухфазный ток к.з:

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 2}^{(3)} \approx 0,87 \cdot I_{\kappa 2}^{(3)} = 0,87 \cdot 1,96 = 1,71 \text{ кА,}$$

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-3,14 \cdot R_{\sigma \Sigma}}{X_{\sigma \Sigma}}} = 1 + e^{\frac{-3,14 \cdot 37,3}{72,3}} = 1,198,$$

Ударный ток к.з:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,198 \cdot 1,96 = 3,31 \text{ кА.}$$

Минимальное фазное напряжение на шинах 0,4 кВ ТП1:

$$U_{\phi \text{ min}} = 220 \cdot \left( 1 \pm \frac{\delta U_{u0,4}}{100} \right) = 220 \cdot \left( 1 + \frac{1,688}{100} \right) = 224 \text{ В,}$$

Однофазный ток короткого замыкания

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{U_{\phi \text{ min}}}{\frac{1}{3} \cdot Z_m^{(1)} + Z_n} = \frac{224}{0,41 + 0} = 546 \text{ А.}$$

Расчет токов короткого замыкания в других точках производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Сводная таблица расчета токов короткого замыкания

Точки к.з	U <sub>с н</sub> , кВ	Сопротивление, Ом			K <sub>у</sub>	Токи короткого замыкания, кА				S <sub>к</sub> <sup>(3)</sup> , МВА
		R <sub>Σ</sub>	X <sub>Σ</sub>	Z <sub>Σ</sub>		I <sub>к</sub> <sup>(3)</sup>	I <sub>к</sub> <sup>(2)</sup>	I <sub>к</sub> <sup>(1)</sup>	i <sub>у</sub>	
K1	10,5	1,68	2,12	2,70	1,083	2,25	1,96	-	3,44	40,9
K2	0,4	37,3	72,3	81,4	1,198	1,96	1,71	0,546	3,31	1,36
K3	0,4	65,7	93,6	114	1,11	1,39	1,21	0,438	2,18	0,96
K4	0,4	233	132	268	1,004	0,60	0,52	0,224	0,84	0,41
K5	0,4	151	119	192	1,019	0,83	0,72	0,294	1,19	0,57

## 10 ЗАЩИТА ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 10.1 Защита линий 0,38 кВ (Л-1)

Расчет защиты начинается с выбора автоматического выключателя, установленного у потребителя (AB1).

Условия выбора следующие:

$$U_{ном AB1} \geq U_{номсети} \quad (57)$$

$$I_{ном AB1} \geq I_{рабmax} \quad (58)$$

$$I_{тр AB1} \geq 1,2 \cdot I_{рабmax} \quad (59)$$

$$I_{элр AB1} \geq I_{пускдв}, \quad (60)$$

где I<sub>пуск дв</sub> – пусковой ток электродвигателя, установленного в линии.

Для определения I<sub>пуск дв</sub> выбираем электродвигатель типа АИРР200S6 с номинальной мощностью 30 кВт (согласно табл. 2), I<sub>ном</sub> = 60,4 А; k<sub>т</sub> = 6; mп = 2,2.

Выбираем АВ (автоматический выключатель) серии ВА 57-31-34 с параметрами:

$$U_{ном AB1} = 660 \text{ В} \geq U_{номсети} = 380 \text{ В}$$

$$I_{ном AB1} = 100 \text{ А} \geq I_{рабmax} = 53,7 \text{ А}$$

$$I_{тр AB1} = 80 \text{ А} \geq 1,2 \cdot I_{рабmax} = 1,2 \cdot 53,7 = 64,4 \text{ А}$$

$$I_{элр AB1} = 800 \text{ А} \geq I_{пускдв} = 6 \cdot 60,4 = 362 \text{ А}$$

Выбор автоматического выключателя, установленного на подстанции в Л1 (AB2)

Выбираем выключатель серии А3716Б по параметрам сети:

$$U_{ном AB2} = 660 \text{ В} \geq U_{номсети} = 380 \text{ В}$$

$$I_{ном AB2} = 160 \text{ А} \geq I_{рабmax} = 53,7 \text{ А}$$

по условию селективности:

$$I_{тр AB2} = 100 \text{ А} > I_{тр AB1} = 80 \text{ А} \quad (61)$$

$$I_{элр AB2} = 1600 \text{ А} > I_{элр AB1} = 800 \text{ А} \quad (62)$$

Оценка чувствительности защиты Л1

$$K_{чтр} = \frac{I_{к min K3}^{(1)}}{I_{тр AB2}} = \frac{438}{100} = 4,38 \geq 3 \quad (63)$$

$$K_{чэр} = \frac{I_{к max K2}^{(3)}}{I_{эр AB2}} = \frac{1960}{1600} = 1,23 \geq 1,2 \quad (64)$$

Таким образом, защита линии Л-1 автоматическим выключателем А3716Б чувствительна к токам перегрузки и обладает требуемой селективностью действия.

## 10.2 Защита линий 0,38 кВ (Л2)

В рассматриваемом примере у потребителей, подключенных к Л2, нет крупных электродвигателей, поэтому для защит, установленных на вводе внутренних сетей, определяющим условием будет условие их отстройки от токов нагрузки.

Наиболее мощный потребитель в Л2 является телятник на 200 голов. Для него устанавливаем на вводе автоматический выключатель серии ВА 57-31-34 с параметрами:

$$\begin{aligned}U_{ном АВ1} &= 660 \text{ В} \geq U_{номсети} = 380 \text{ В} \\I_{ном АВ1} &= 100 \text{ А} \geq I_{раб\max} = 14,3 \text{ А} \\I_{тр АВ1} &= 20 \text{ А} \geq 1,2 \cdot I_{раб\max (номрб)} = 1,2 \cdot 14,3 = 17,2 \text{ А} \\I_{элр АВ1} &= 400 \text{ А}\end{aligned}$$

$$\text{где } I_{раб(номр2)} = \frac{S_{раб(номр2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{8^2 + 5^2}}{1,73 \cdot 0,38} = 14,3 \text{ А}$$

Защиту линии Л2 выполним на одноступенчатом подстанционном автоматическом выключателе АВ2, серии А3716Б с тепловым и электромагнитным расцепителями.

Условие выбора АВ2 по параметрам сети:

$$\begin{aligned}U_{ном АВ2} &= 660 \text{ В} \geq U_{номсети} = 380 \text{ В} \\I_{ном АВ2} &= 160 \text{ А} \geq I_{раб\max} = 44,3 \text{ А}\end{aligned}$$

по условию селективности:

$$\begin{aligned}I_{раб\max} &= 44,3 \text{ А} < I_{тр АВ2} = 50 \text{ А} > I_{тр АВ1} = 20 \text{ А} \\I_{элр АВ2} &= 630 \text{ А} > I_{элр АВ1} = 400 \text{ А}\end{aligned}$$

Оценка чувствительности защиты Л2

$$\begin{aligned}K_{чтр} &= \frac{I_{к\min K4}^{(1)}}{I_{тр АВ2}} = \frac{224}{50} = 4,48 > 3 \\K_{чэр} &= \frac{I_{к\max K2}^{(3)}}{I_{эр АВ2}} = \frac{1960}{630} = 3,1 \geq 1,2\end{aligned}$$

Таким образом, защита линии Л2 автоматическим выключателем А3716Б чувствительна к токам перегрузки и обладает требуемой селективностью действия.

## 10.3 Защита линий 0,38 кВ (Л3)

Расчет защиты линии Л3 аналогичен с расчетом защиты Л1. В этой линии подключены два потребителя электроэнергии. Из табл. 2 находим потребитель с наибольшей мощностью и выбираем для него электродвигатель.

В примере для МТМ устанавливаем двигатель АИРР200S6 с номинальной мощностью 30 кВт (согласно табл. 2),  $I_{ном} = 60,4 \text{ А}$ ;  $k_1 = 6$ ;  $m_p = 2,2$ .

Выбираем автоматический выключатель (АВ<sub>1</sub>).

Условия выбора

$$\begin{aligned}U_{ном АВ1} &= 660 \text{ В} \geq U_{номсети} = 380 \text{ В} \\I_{ном АВ1} &= 100 \text{ А} \geq I_{раб\max} = 27,4 \text{ А} \\I_{тр АВ1} &= 50 \text{ А} \geq 1,2 \cdot I_{раб\max (номр4)} = 1,2 \cdot 40,8 = 50,0 \text{ А} \\I_{элр АВ1} &= 400 \text{ А} \geq I_{пуск\deltaв} = 6 \cdot 60,4 = 362,4 \text{ А}\end{aligned}$$

$$\text{где } I_{раб(номр4)} = \frac{S_{раб(номр4)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{20^2 + 18^2}}{1,73 \cdot 0,38} = 40,8 \text{ А}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель АВ1, серии ВА 57-31-34 с номинальным током автоматического выключателя 100 А, током теплового расцепителя 50 А, током электромагнитного расцепителя 400 А.

Выбираем автоматический выключатель (АВ2), который устанавливается в ЛЗ на подстанции. Выбираем выключатель серии АЗ716Б по параметрам сети:

$$U_{ном АВ2} = 660 В \geq U_{номсети} = 380 В$$

$$I_{ном АВ2} = 160 А \geq I_{рабmax} = 85,8 А$$

по условию селективности:

$$I_{рабmax} = 85,8 А < I_{тр АВ2} = 100 А > I_{тр АВ1} = 50 А$$

$$I_{max} = 253,8 А < I_{элр АВ2} = 630 А > I_{элр АВ1} = 400 А$$

$$I_{max} = \frac{I_{пуск}}{\alpha} + I_{раб3номр} = \frac{362,4}{1,6} + 27,3 = 253,8 А$$

$$I_{раб(номр3)} = \frac{S_{раб(номр3)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{15^2 + 10^2}}{1,73 \cdot 0,38} = 27,3 А$$

Оценка чувствительности защиты ЛЗ

$$K_{чтр} = \frac{I_{кmin K5}^{(1)}}{I_{тр АВ2}} = \frac{294}{100} = 2,94 < 3$$

$$K_{чэр} = \frac{I_{кmax K2}^{(3)}}{I_{эр АВ2}} = \frac{1960}{630} = 3,1 \geq 1,2$$

По чувствительности тепловой расцепитель АВ2 не проходит, поэтому применяем приставку к автоматическому выключателю ЗТ-0,4 (или ЗТИ).

Расчет защиты на ЗТ-0,4

Приставка действует как независимый расцепитель АВ2 и имеет защиту от междуфазного тока КЗ и защиту от однофазного тока КЗ.

Защита от междуфазного тока КЗ отстраивается от тока нагрузки ЛЗ, т.е. ток срабатывания защиты  $I_{ср}^{(2)}$  находится:

$$I_{ср}^{(2)} = K_n \cdot K_3 \cdot I_{рабmax} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot 85,8 = 129 А \quad (65)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности, равный 1,2;

$K_3$  – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение нагрузочного тока от пусковых токов, после отключения тока КЗ другими защитами (например, АВ1). Для производственных нагрузок  $K_3 = 1,25$ .

Уставка тока срабатывания  $I_{уст}^{(2)}$  устройства ЗТ-0,4 имеет три значения: 100, 160, 250 А.

Тогда

$$I_{уст}^{(2)} = 160 А > I_{ср}^{(2)} = 129 А \quad (66)$$

Оценка чувствительности определяется по минимальному двухфазному току КЗ:

$$K_{чрасч}^{(2)} = \frac{I_{кmin K5}^{(2)}}{I_{уст}^{(2)}} = \frac{720}{160} = 4,5 \geq K_{чдон}^{(2)} = 1,5 \quad (67)$$

Защита чувствительна к междуфазным токам КЗ.

Расчет защиты ЗТ-0,4 от однофазного тока начинается с определения тока несимметрии:

$$I_{нес} = K_{нес} \cdot I_{рабmax} = 0,3 \cdot 85,8 = 25,7 А, \quad (68)$$

где  $K_{нес}$  – коэффициент несимметрии, который колеблется в пределах от 0,1 до 0,5.

Затем определяется ток срабатывания  $I_{ср}^{(1)}$  от однофазного тока КЗ:

$$I_{cp}^{(1)} = K_n \cdot I_{нес} = 1,2 \cdot 25,7 = 30,8 \text{ А} \quad (69)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности, равный 1,2.

Уставка тока срабатывания  $I_{уст}^{(1)}$  от однофазного тока КЗ выбирается из трех значений: 40, 80 и 120 А. Выбираем  $I_{уст}^{(1)} = 40$  А.

Определяем чувствительность этой защиты:

$$K_{ч\text{ расч}}^{(1)} = \frac{I_{к\text{ min}}^{(1)} - I_{нес}}{I_{уст}^{(1)}} = \frac{294 - 25,7}{40} = 6,71 \geq K_{ч\text{ доп}}^{(1)} = 1,5 \quad (70)$$

Защиты чувствительны к любым видам токов КЗ и принимаются к исполнению.

Окончательно для защиты ЛЗ устанавливаем выключатель серии А 3716Б со следующими параметрами: номинальный ток 160 А, ток теплового расцепителя 100 А, ток электромагнитного расцепителя 630 А, снабженного приставкой ЗТ-0,4, имеющей:  $I_{уст}^{(2)} = 160$  А,  $I_{уст}^{(1)} = 40$  А.

#### 10.4 Защита трансформатора 10/0,4 кВ

Трансформаторы защищаются плавкими предохранителями типа ПКТ-10.

Основные условия выбора плавких предохранителей:

$$U_{пред} \geq U_{ном\text{сети}} \quad (71)$$

$$I_{ном\text{откл}} \geq I_{к\text{ max}} \quad (72)$$

$$I_{ном\text{вст}} \approx 2 \cdot I_{ном\text{тр}} \quad (73)$$

Рекомендуется значения токов плавких вставок выбирать в зависимости от мощности трансформатора по таблице 23.

Таблица 23 – Рекомендуемые значения токов плавких вставок предохранителей

$S_{н\text{Т}}$ , кВА	40	63	100	160	250	400	630
$I_{ном\text{вст}}$ , А	5	8	16	20	32	50	75
$I_{сз\text{ расч}}$ , А	-	40	85	110	150	280	420

Предварительно выбираем номинальный ток плавкой вставки 8 А. Окончательное значение принимается после построения графика согласования защит.

На стойкость в режиме короткого замыкания силовой трансформатор, защищенный предохранителем, не проверяется.

### 11 КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЛИНИЙ 0,38 И 10 кВ И ТП10/04кВ

Для линий 0,38 и 10 кВ выбираются типы опор, изоляторов, траверс, крючьев, длины пролетов; указываются габаритные размеры линий; рассчитывается необходимое количество основных элементов.

Выбирается тип трансформаторной подстанции ТП 1, и приводятся ее основные технические характеристики. В настоящее время устанавливаются комплектные тупиковые однострансформаторные подстанции типа КТП мощностью 25... 160 кВА, проходные однострансформаторные и двухтрансформаторные типа КТПП мощностью 250, 400 и 630 кВА. Для схемы рис. 1.1 (рассматриваемой в примере) произведем выбор рекомендуемых элементов.

#### Линия 10 кВ

Выбираем тип опор.

Концевые опоры устанавливаются в начале ВЛ и вблизи всех потребительских ТП. Количество – 4 шт.

Угловые опоры устанавливаются в точках поворота и подсоединения ВЛ. Выбираем угловые опоры анкерного типа. Количество – 2 шт. Крепление проводов и изоляторов – натяжное. Промежуточные опоры устанавливаются на прямых участках трассы. Крепление

проводов к штыревым изоляторам при помощи проволоочной вязки. Количество опор выбираем в зависимости от длины линии и пролета.

Для провода АС 70 длина пролета  $L_{пр\ 70} = 65$  м (таблица 24). Суммарная длина линии 4000 м. Для провода АС35 суммарная длина 2600 м. Общее количество промежуточных опор равно:  
 $N=4000/65+2600/65=102$  шт.

Таблица 24 – Расчетные пролеты между сложными и промежуточными железобетонными опорами на ВЛ 10 кВ

Марка провода	Максимально допустимое напряжение, кгс/мм <sup>2</sup>	Район по ветру							
		I и II, 40 кгс/м <sup>2</sup>				III, 50 кгс/м <sup>2</sup>			
		Толщина стенки гололеда, мм							
		5	10	15	20	5	10	15	20
		А ненаселенная местность							
		Сложные опоры: К10-1Б, А10-1Б, УП10-1Б, УА10-1Б, ОА10-1Б							
		Промежуточные опоры							
		П10-1Б		П10-3Б		П10-1Б		П10-3Б	
А25	6,1	90	65	-	-	80	70	-	-
А35	6,1	95	75	-	-	90	90	-	-
А50	7,1	110	85	70	60	90	75	70	60
А70	7,1	100	80	80	60	75	65	80	60
А95	5,3	85	75	75	60	65	60	70	50
А120	4,2	75	75	75	55	60	75	70	50
АС25	10,5	120	90	70	55	110	95	70	55
АС35	10,5	120	100	80	65	95	85	80	65
АС50	8,9	110	100	80	65	85	75	80	65
		Б населенная местность							
А35	6,1	70	55	-	-	65	60	-	-
А50	5,7	65	60	45	40	65	60	45	40
А70	5,7	65	65	50	45	65	60	50	45
А95	5,3	65	60	55	45	65	60	55	45
А120	4,2	60	60	50	45	60	70	50	45
АС25	10,5	85	70	50	40	80	80	50	40
АС35	10,5	80	80	65	50	80	70	65	50
АС50	8,9	80	70	65	50	80	70	65	50

Тип изоляторов: ШФ-10 В

Траверсы для опор ВЛ10 кВ – металлические.

На конечных и угловых опорах устанавливается по 6 траверс, а на промежуточных – по 1. Параметры выбранных опор для ВЛ 10 кВ представлены в таблице 25.

#### Линия 0,38 кВ (на примере ТП1)

Выбираем деревянные опоры с железобетонными приставками.

Концевые опоры - тип КА<sub>а</sub>-2, 10 шт.

Угловые опоры - тип УА<sub>а</sub>-2, 2 шт.

Промежуточные опоры - тип ПП<sub>а</sub>-2.

Длина пролета- $L_{пр}$ -35м.

Количество промежуточных опор:

Линия Л1:  $N=L_{л1}/L_{пр}=100/35\approx 2$  шт.

Линия Л2:  $N=L_{л2}/L_{пр}=250/35\approx 7$  шт.

Линия Л3:  $N=(L_{л3\ 0-1}+L_{л3\ 1-2})/L_{пр}=200/35\approx 7$  шт.

Всего промежуточных опор 16 шт.

Изоляторы – фарфоровые типа ТФ-20 (по 5 шт. на опору).

Для крепления изоляторов используются крюки или траверсы.

Таблица 25 – Характеристики опор ВЛ 10 кВ

Шифр опоры	Кол опор	ЖБ стойки СНВ-2,7-11		Изоляторы, шт	Траверсы, шт
		шт	м <sup>3</sup>		
К10-2Б (концевая)	4	8	7,2	48	24
УА10-2Б (угловая)	2	4	3,6	24	12
П10-2Б (промежуточная)	102	102	91,8	306	102

Выбираем трансформаторную подстанцию для ТП 1.

Тип КТП-63-10/0,4-У1 состоит из силового трансформатора, высоковольтного и низковольтного шкафов. Основные технические характеристики приведены в таблице 26.

Схема предусматривает линию централизованного уличного освещения.

Вводы ВН и НН – воздушные. Габаритные размеры КТП не более 1300x1300x2740 мм. Масса КТП с трансформатором не более 1500 кг.

Таблица 26 – Основные технические характеристики КТП-63-10/0,4-У1

U <sub>н</sub> ВН, кВ	I <sub>н</sub> , А	I <sub>н</sub> ПВ, А	I <sub>нЛ1</sub> , А	I <sub>нЛ1</sub> , А	I <sub>нЛ1</sub> , А
10	3,6	16	53,7	73,8	75,8

Оборудование электроустановок выбирается исходя из условий нормального режима и проверяется на термическую и динамическую стойкость в режиме КЗ.

#### Выбор разъединителя

Выбор разъединителя осуществляется по номинальному напряжению сети и максимальному рабочему току установки:

$$U_{р\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{с\text{ном}} = 10 \text{ кВ}, \quad (74)$$

$$I_{р\text{ном}} = 200 \text{ А} \geq I_{р\text{абмах}} = \frac{S_{р\text{аб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}} = \frac{68}{1,73 \cdot 10} = 3,93 \text{ А}. \quad (75)$$

Предлагается разъединитель РЛНД-10/200 В с приводом типа ПР10 м. Проверяется разъединитель на термическую и динамическую стойкость:

$$I_t^2 \cdot t = 5^2 \cdot 10 = 250 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq I_k^{(3)2} \cdot t_{\text{экв}} = 2,25^2 \cdot 2 = 10 \text{ кА}^2 \text{ с}, \quad (76)$$

$$i_d = 20 \text{ кА} \geq i_y = 3,44 \text{ кА}, \quad (77)$$

где U<sub>р ном</sub>, I<sub>р ном</sub> – номинальное напряжение и ток разъединителя;

I<sub>t</sub>, t – ток и время термической стойкости разъединителя, равные 5 кА и 10 с;

t<sub>экв</sub> – эквивалентное время, примерно равное времени протекания тока I<sub>к</sub><sup>(3)</sup> может быть принято 2 с;

i<sub>д</sub> – ток динамической стойкости разъединителя, равный 20 кА.

Условия выполняются, разъединитель удовлетворяет требованиям.

#### Выбор рубильника на напряжение 0,4 кВ

Выбор рубильника производится аналогично разъединителю:

$$U_{р\text{ном}} = 500 \text{ В} \geq U_{с\text{ном}} = 380 \text{ кВ}$$

$$I_{р\text{ном}} = 250 \text{ А} \geq I_{р\text{абмах}} = \frac{S_{р\text{аб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}} = \frac{68}{1,73 \cdot 0,38} = 103 \text{ А}$$

Выбираем рубильник Р – 32 с номинальным током I<sub>р ном</sub> = 250 А.

Составляется спецификация на основное оборудование и материалы для рассматриваемой ЛЭП (включая ВЛ-0,4 кВ ТП1) (таблица 27).



Таблица 27 – Спецификация на основное оборудование

№ п/п	Наименование, тип и краткая техническая характеристика	Ед. измерения	Количество
1	Шкаф комплектного распределительного устройства КРУН-10У1	шт	1
	ВЛ 10 кВ		
2	Опоры железобетонные:		
	концевые К 10-2Б	шт	4
	угловые УА 10-2Б	шт	2
	промежуточные П 10-2Б	шт	102
3	Провод:		
	АС 70	км	12
	АС 35	км	7,8
4	Траверсы	шт	138
5	Изоляторы ШФ – 10В	шт	378
6	Разъединители РЛНД -10/630 У1 с приводом ПР – У1	шт	3
7	КТП – 100-10/0,4 У1	шт	1
8	КТП – 63-10/0,4 У1	шт	2
	ВЛ 0,38 кВ (для ТП1)		
9	Опоры деревянные с железобетонными приставками		
	концевые КАа-2	шт	10
	угловые анкерные УАа-2	шт	2
	промежуточные ППа-2	шт	16
10	Провод		
	А 70	км	0,5
	А 35	км	1,0
	А 25	км	1,25
11	Изоляторы ТФ – 20	шт	200

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении рекомендуется проанализировать принятые технические решения и сделать соответствующие выводы о том, какие параметры или показатели влияют на качество передаваемой электроэнергии и на экономические затраты.

Например, сделать выводы о влиянии отклонения напряжения на качество электроэнергии, в результате чего нарушается нормальный режим работы потребителей. С другой стороны, сделать вывод, почему практически невозможно обеспечить нормальное напряжение на зажимах каждого потребителя; пояснить, почему при малой величине допустимой потери напряжения стоимость сооружения может значительно повышаться. Обосновать принятый типовой проект данной местности и в зависимости от местных условий.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акимова, Н.А. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования: учеб. пособие для сред. проф. образования / Н.А.Акимова, Н.Ф. Котеленец, Н.И. Сентюрихин. – 7 – е изд., стер. – М.: Издательский центр Академия, 2011. – 304с.
2. Будзко, И. А., Зуль Н. М. Электроснабжение сельского хозяйства. -М.: Агропромиздат, 1990. - 496 с.
3. Водяников, В.Т. Экономическая оценка проектных решений в энергетике АПК / В.Т. Водяников. – М.: КолосС, 2008. – 263с.
4. Воробьев, В.А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования и средств автоматизации: учеб. пособие для средних учеб. заведений / В.А Воробьев. – М.: КолосС, 2005. – 336 с.
5. Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов: учеб. пособие для студ. среднего проф. образования/ Е. А. Конюхова. – М.: Мастерство, 2006. – 320 с.
6. Лещинская, Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства: учеб. пособие для студ. среднего проф. образования по специальности электрификация и автоматизация сельского хозяйства / Т.Б. Лещинская. – 2 –е изд., стереотип. – М.: КолосС, 2008 . – 368 с.
7. Методические указания по расчету нагрузок в сетях 0,38-10 кВ сельскохозяйственного назначения. /Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства (РУМ).- М.: Сельэнергопроект, 1981. -101с.
8. Методические указания по выбору установленной мощности силовых трансформаторов на одно и двух трансформаторных подстанциях в электрических сетях с/х назначения. (РУМ). — М.: Сельэнергопроект, 1987, август.-32 с.
9. Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения с/х потребителей (РУМ). — М.: Сельэнергопроект, 1986, -32 с.
10. Москаленко, В. В. Справочник электромонтера / В. В. Москаленко. – М.: Академия, 2004. – 288 с.
11. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учеб.пособие. – М.: ИД ФОРУМ:ИНФРА-М, 2009. – 480с.
12. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электростанций и подстанций: учебник для студ. среднего проф. образования/ Л. Д. Рожкова, Л.К.Карнеева, Т.В.Чиркова. – М.: Академия, 2008. – 448 с.
13. Шеховцев, В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В. П. Шеховцев. – М.: ФОРУМ:ИНФРА - М, 2008. – 136 с.