

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»

Группа \_\_\_\_\_

---

(Фамилия имя отчество студента)

Специальность 35.02.08 «Электрификация и автоматизация сельского  
хозяйства»

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К РАСЧЕТНОМУ ЗАДАНИЮ**

**на тему:**

Проект ТП 10/0.4кВ для электроснабжения сельскохозяйственных  
потребителей животноводческой фермы

Выполнил: \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_ )  
(подпись)

Проверил: \_\_\_\_\_ (Е.В.Бутенко)  
(подпись)

## 1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

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

Расчетная схема проектируемой сети приведена на рисунке 1.

Таблица 1 – Нагрузки на вводе потребителей ТП1

№ потребителя	Наименование потребителей	Количество	Нагрузка				
			активная, кВт		реактивная, кВАр		
			$P_D$	$P_B$	$Q_D$	$Q_B$	

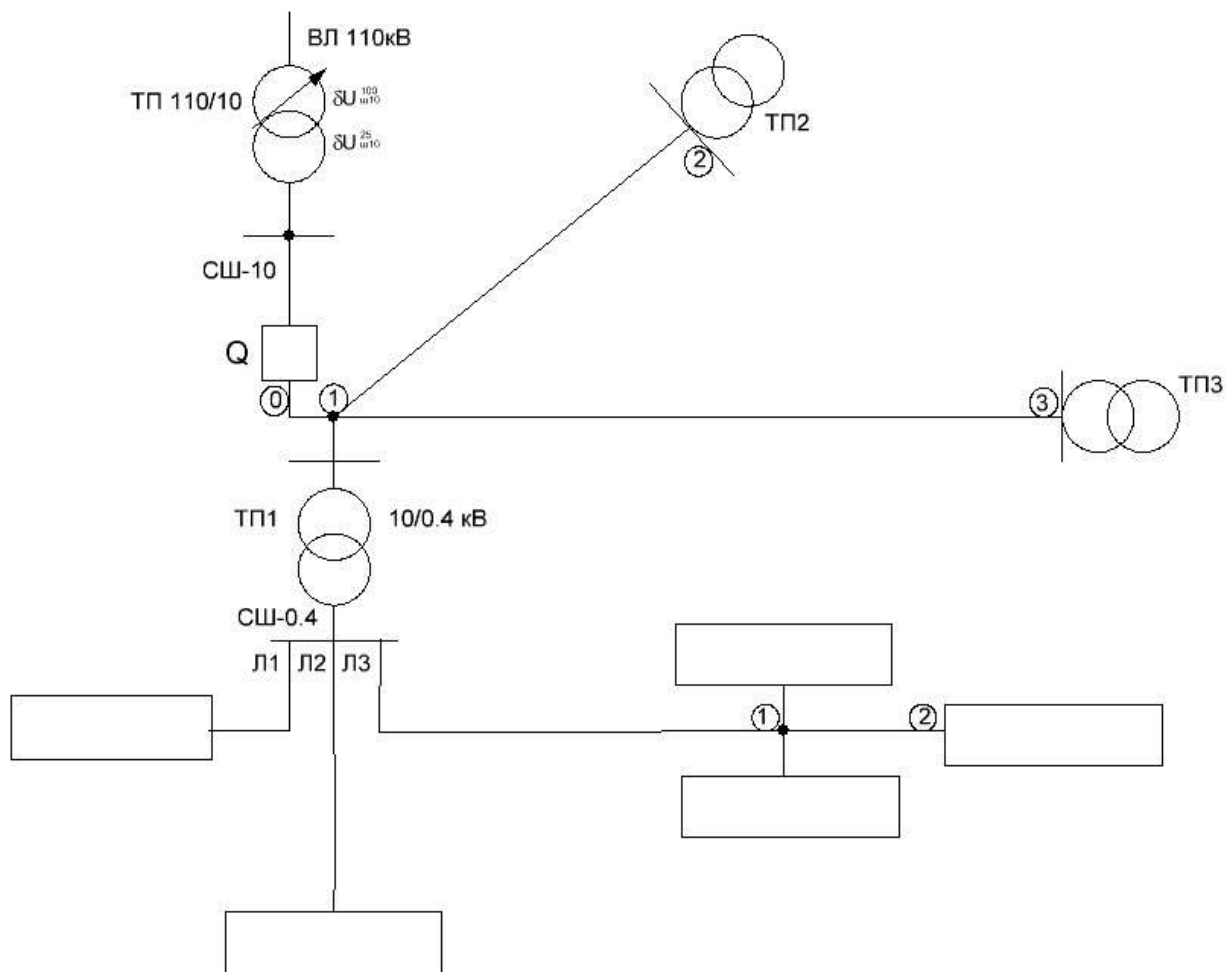


Рисунок 1 – Схема проектируемой сети

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В населенном пункте рассчитываются нагрузки одной трансформаторной подстанции.

Расчет нагрузок ТП 1

Расчет линии Л2

На линии находится однородных потребителей —, поэтому расчет ведется с учетом коэффициента одновременности:

$$P_{\partial Л2} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\partial i} =$$

$$P_{\epsilon Л2} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\epsilon i} =$$

$$Q_{\partial Л2} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\partial i} =$$

$$Q_{\epsilon Л2} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\epsilon i} =$$

Расчет линии 3

Расчет ведется по участкам с конца линии.

Участок 2-1. На участке находятся потребителей —

:

$$P_{\partial 21} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\partial i} =$$

$$P_{\epsilon 21} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\epsilon i} =$$

$$Q_{\partial 21} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\partial i} =$$

$$Q_{\epsilon 21} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\epsilon i} =$$

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

$$P_{\partial Л3} = P_{\partial \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\partial i} =$$

$$P_{\epsilon Л3} = P_{\epsilon \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\epsilon i} =$$

$$Q_{\partial Л3} = Q_{\partial \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\partial i} =$$

$$Q_{\epsilon Л3} = Q_{\epsilon \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\epsilon i} =$$

Нагрузка ТП1 определяется суммированием расчетных мощностей линий табличным методом по формулам

$$P_{\partial ТП} =$$

$$P_{\epsilon ТП} =$$

$$Q_{\partial ТП} =$$

$$Q_{\epsilon ТП} =$$

Результаты подсчета нагрузок ТП1 сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Определение нагрузок линий 0,38 кВ и ТП1

Линия	Потребители	Кол	К <sub>0</sub>	Активная нагрузка, кВт				Реактивная нагрузка, кВАр			
				на вводе		расчетная		на вводе		расчетная	
				P <sub>дi</sub>	P <sub>вi</sub>	P <sub>д</sub>	P <sub>в</sub>	Q <sub>дi</sub>	Q <sub>вi</sub>	Q <sub>д</sub>	Q <sub>в</sub>
Л1	1										
	Расчетная нагрузка Л1										
Л2	2										
	Расчетная нагрузка Л2										
Л3	4										
	Расчетная нагрузка участка 1-2										
	3										
	Расчетная нагрузка участка 0-1										
	Расчетная нагрузка Л3										
Итого с учетом суммирования											
Наружное освещение помещений											
хоздворов (100x0,003кВт/м)											
Итого											
Нагрузка ТП1											

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

$$S_{\delta} = \sqrt{P_{\delta}^2 + Q_{\delta}^2}$$

$$S_{\epsilon} = \sqrt{P_{\epsilon}^2 + Q_{\epsilon}^2}$$

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

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

$$\cos \varphi_{\delta} = \frac{P_{\delta}}{S_{\delta}}$$

$$\cos \varphi_{\epsilon} = \frac{P_{\epsilon}}{S_{\epsilon}}$$

Результаты расчета нагрузок в сетях 0,38 кВ для ТП 1 и заданных ТП2 – ТП3 сводятся в табл.3.

Таблица 3 – 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										
Л2										
Л3										
ТП1										
ТП2										
ТП3										
После компенсации реактивной мощности										
ТП1										

### 3 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

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

Для ТП 1, согласно табл. 3:

$$Q_{кд} = Q_{естд} - 0,33 \cdot P_{д} =$$

$$Q_{кв} = Q_{еств} - 0,33 \cdot P_{\epsilon} =$$

Выбирается мощность конденсаторных батарей Q<sub>БК</sub>, при этом перекомпенсация не рекомендуется:  $Q_{к} \leq Q_{БК} \leq Q_{ест}$

В примере для ТП 1 можно выбрать \_\_\_\_\_ в дневной максимум и в вечерний.

Определяется нескомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{д} = Q_{естд} - Q_{БКд} =$$

$$Q_{\epsilon} = Q_{ест\epsilon} - Q_{БК\epsilon} =$$

Рассчитывается полная нагрузка трансформаторных подстанций с учетом компенсации:

$$\text{Для ТП1: } S_{д} = \sqrt{P_{д}^2 + Q_{д}^2} =$$

$$S_{\epsilon} = \sqrt{P_{\epsilon}^2 + Q_{\epsilon}^2} =$$

Коэффициенты мощности после компенсации определяются по выражениям:

$$\cos \varphi_{\partial} = \frac{P_{\partial}}{S_{\partial}} = \qquad \qquad \qquad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{P_{\epsilon}}{S_{\epsilon}} =$$

Данные по компенсации реактивной мощности сводятся в таблицу 3 в строку после компенсации реактивной мощности.

#### 4 ВЫБОР ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Номинальная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ выбирается по экономическим интервалам нагрузок, в зависимости от шифра нагрузки, 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

$$S_{\text{эк min}} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{\text{эк max}},$$

где  $S_p$  – расчетная нагрузка на шинах подстанции, кВА;

$n$  – количество трансформаторов проектируемой подстанции;

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

Для ТП1 по расчетной мощности (шифр нагрузки 3.1) принимаем номинальную мощность трансформатора . Проверяем для нормального режима работы:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_{\text{нм}}} = \qquad \qquad \qquad \leq K_c = \qquad .$$

Условие не выполняется, принимаем номинальную мощность трансформатора

, тогда  $\frac{S_p}{n \cdot S_{\text{нм}}} = \qquad \leq K_c = \qquad$ . Выбор мощностей для остальных ТП

производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Выбор трансформаторов для потребительских ТП

№ ТП	$S_{\text{расч}}$ , кВА	Тип	$S_{\text{ТН}}$ , кВА	$U_{\text{ВНН}}$ , кВ	$U_{\text{ННН}}$ , кВ	$\Delta P_{\text{Х}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{К}}$ , Вт	$u_{\text{к}}$ , %	ПБВ, %	$\Delta W_{\text{Т}}$ , кВтч/г
1		ТМ		10	0,4			4,5	$\pm 2 \times 2,5$	
2		ТМ		10	0,4			4,5	$\pm 2 \times 2,5$	
3		ТМ		10	0,4			4,5	$\pm 2 \times 2,5$	
Итого										

Потери в трансформаторе ТП1:

$$\Delta W_m = \Delta P_\kappa \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ми}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760 =$$

Расчет потерь электрической энергии для остальных трансформаторов производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 4.

## 5 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. 5).

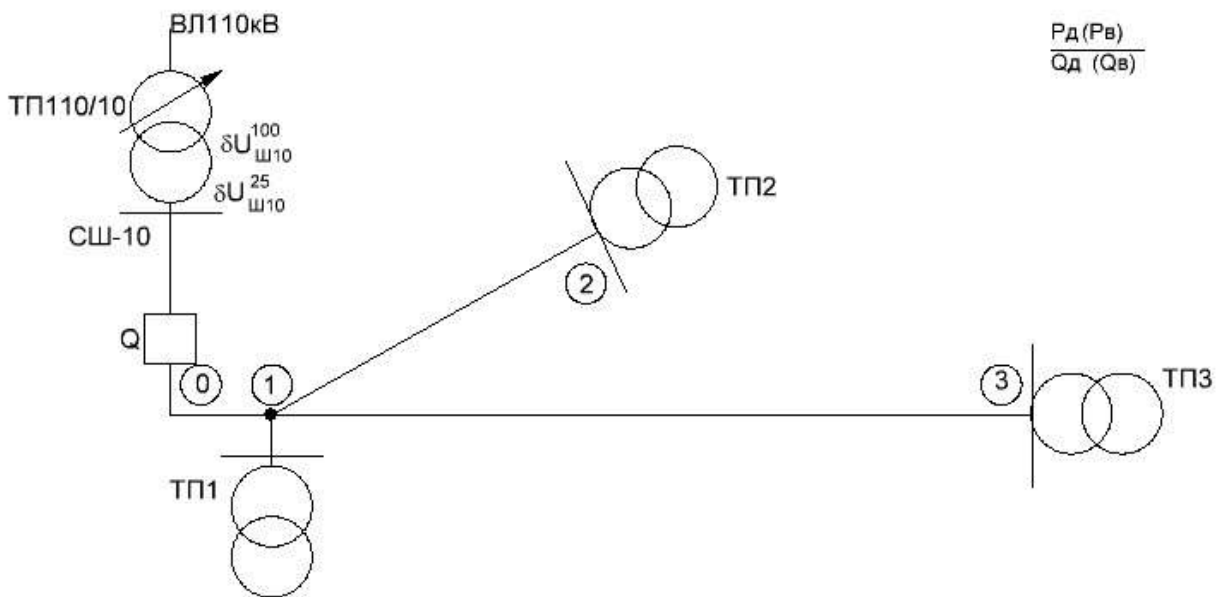


Рисунок 2 – Расчетная схема ВЛ 10 кВ

Для рассматриваемого примера на участке 0-1 по большему значению тока (таблица 6) выбираем провод марки  $\text{АВЛ-10/70}$ , т.к. на магистрали (участок 0-1) сечение должно быть не менее  $70 \text{ мм}^2$ . На ответвлениях по интервалам экономических нагрузок принимаем провод  $\text{АВЛ-10/35}$ . Данные по проводам сводятся в таблицу 5.

Таблица 5 – Данные проводов ВЛ 10 кВ

Провод	$D_{ср}$ , мм	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$I_{p \max}$ , А	$I_{доп}$ , А

Проверяем выбранный провод на потери напряжения:

$$\Delta U_{001} \% = \frac{(P_{001} \cdot r_0 + Q_{001} \cdot x_0) \cdot l_{01}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

$$\Delta U_{001} \% = \frac{(P_{001} \cdot r_0 + Q_{001} \cdot x_0) \cdot l_{01}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

аналогично рассчитываются остальные участки, результаты сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Электрический расчет ВЛ 10 кВ

участок	Сумма мощностей ТП за участком		Коэффициент одновременности		Количество ТП за участком, шт	Расчетная мощность участка				Рабочий ток, А		Марка и сечение провода	Потери напряжения $\Delta U, \%$		Потери энергии $\Delta W_{\text{д}}$ кВтч		
	активных кВт	реактивных, кВАр	$\Sigma P_{\text{вi}}$	$\Sigma Q_{\text{дi}}$		активная кВт	реактивная, кВАр	полная кВА	$I_{\text{д}}$	$I_{\text{в}}$	днем		вечером				
	длина, км					$P_{\text{д}}$	$Q_{\text{д}}$	$S_{\text{д}}$									
0-1																	
1-2																	
1-3																	
Итого:																	



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

Потери электроэнергии на участках определяются:

$$\Delta W_{01} = 3 \cdot I_{p_{\max 01}}^2 \cdot r_0 \cdot l_{01} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = ,$$

На остальных участках потери электроэнергии определяются аналогично, результаты сведены в таблицу 6. Потери в линии необходимо оценить в процентах от годового потребления электроэнергии населенным пунктом

$$\Delta W_{л} \% = \frac{\Delta W}{W_{год}} \cdot 100 =$$

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

Потери электроэнергии в потребительских трансформаторах:

$$\Delta W_m \% = \frac{\Delta W_m}{W_{год}} \cdot 100 =$$

## 6 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ У ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Для оценки качества напряжения у потребителей составляется таблица отклонений напряжения (табл. 7), из которой определяется допустимая потеря напряжения  $\Delta U_{доп}$  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.

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

На ТП1 установлен трансформатор ТМ , его сопротивления составят:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{mн}^2}{S_{mн}^2} =$$

$$X_m = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{mн}^2}{S_{mн}} =$$

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

тогда потери напряжения в нем составят в 100% режиме:

$$\Delta U_m \% = \frac{P \cdot R_m + Q \cdot X_m}{U_{mн}^2} \cdot 100 = ;$$

в 25% режиме в 4 раза меньше:  $\Delta U_m^{25} = \frac{\Delta U_m}{4} = .$

На ТП установлен трансформатор ТМ , его сопротивления составят:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{mн}^2}{S_{mн}^2} =$$

$$X_m = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{mn}^2}{S_{mn}} =$$

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

тогда потери напряжения в нем составят в 100% режиме:

$$\Delta U_m \% = \frac{P \cdot R_m + Q \cdot X_m}{U_{mn}^2} \cdot 100 = ;$$

в 25% режиме в 4 раза меньше:  $\Delta U_m^{25} = \frac{\Delta U_m^{100}}{4} =$ .

Отклонение напряжения на шинах ГПП принимается по исходным данным проекта:  $\delta U_{ш10}^{100} = +5\%$ ,  $\delta U_{ш10}^{25} = 0\%$ . Потери напряжения в линии в 100% режиме принимается из расчетов (таблица 6) для БТП  $\Delta U_{10}^{100} =$  , для УТП (ТП )  $\Delta U_{10}^{100} =$  ; в 25% режиме соответственно в 4 раза меньше для БТП  $\Delta U_{10}^{25} = \frac{\Delta U_{10}^{100}}{4} =$ , для УТП  $\Delta U_{10}^{25} = \frac{\Delta U_{10}^{100}}{4} =$ . 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 7).

Таблица 7 – Оценка качества напряжения у потребителей

Элемент электропередачи	Величина	Ближайшая (ТП1) ТП10/0,4 кВ		Удаленная (ТП ) ТП 10/0,4 кВ	
		Нагрузка, %			
		100	25	100	25
Шины 10 кВ ГПП	$\delta U_{ш10}$				
Линия 10 кВ	$\Delta U_{10}$				
Трансформатор 10/0,4:					
потеря напряжения	$\Delta U_m$				
надбавка конструктивная	$\delta U_{m-}$				
надбавка регулируемая	$\delta U_{m\approx}$				
Шины 0,4 кВ	$\delta U_{ш0,4}$				
Линия 0,38 кВ:	$\Delta U'$				
наружная часть	$\Delta U_{дон}$				
внутренняя часть	$\Delta U''$				
Удаленный потребитель	$\delta U_{дон}$				
	$\delta U_{факт}$				

## 7 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

По наибольшему значению полной мощности кВА, входящему в интервал выбираем провод . Выбранное сечение проверяем по допустимому нагреву:  $I_{доп} = \geq I_{p\max} =$  . Условие выполняется провод по нагреву проходит. Рассчитываем потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\partialЛ1} \% = \frac{(P_{\partialЛ1} \cdot r_0 + Q_{\partialЛ1} \cdot x_0) \cdot l_{Л1}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

$$\Delta U_{\&Л1} \% = \frac{(P_{\&Л1} \cdot r_0 + Q_{\&Л1} \cdot x_0) \cdot l_{Л1}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

фактические потери напряжения  $\Delta U_{факт} = \leq \Delta U_{доп} =$  . 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):

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

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

$$\Delta U_{адоп} \% = \Delta U_{доп} \% - \Delta U_p \%.$$

Расчетное сечение проводов:

$$F_{расч} = \frac{P \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot \Delta U_{адоп} \% \cdot U_n^2}$$

Выбирается стандартное сечение провода:

$$F_{станд} = \geq F_{расч} =$$

Принимаем провод , проверяем выбранный провод по нагреву:

$$I_{доп} = \geq I_{p\max} =$$

Условие выполняется провод по нагреву проходит.

Рассчитываем потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\partialЛ2} \% = \frac{(P_{\partialЛ2} \cdot r_0 + Q_{\partialЛ2} \cdot x_0) \cdot l_{Л2}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

$$\Delta U_{\&Л2} \% = \frac{(P_{\&Л2} \cdot r_0 + Q_{\&Л2} \cdot x_0) \cdot l_{Л2}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

фактические потери напряжения  $\Delta U_{факт} = \leq \Delta U_{доп} =$  . Провод на потери напряжения проходит.

Аналогично рассчитывается линия Л3. Данные по расчету сводятся в таблицу 8.

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

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

В примере  $\delta U_{\text{факт}} \% =$

Полученное значение  $\delta U_{\text{факт}}$  записывается в таблицу 7.

Таблица 8 – Сводные данные расчета линий 0,38 кВ

Линия	Провод	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$I_{p \text{ max}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$\Delta U_{\text{факт}}$ , %	$\Delta U_{\text{доп}}$ , %
Л1							
Л2							
Л3							

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

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).

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.

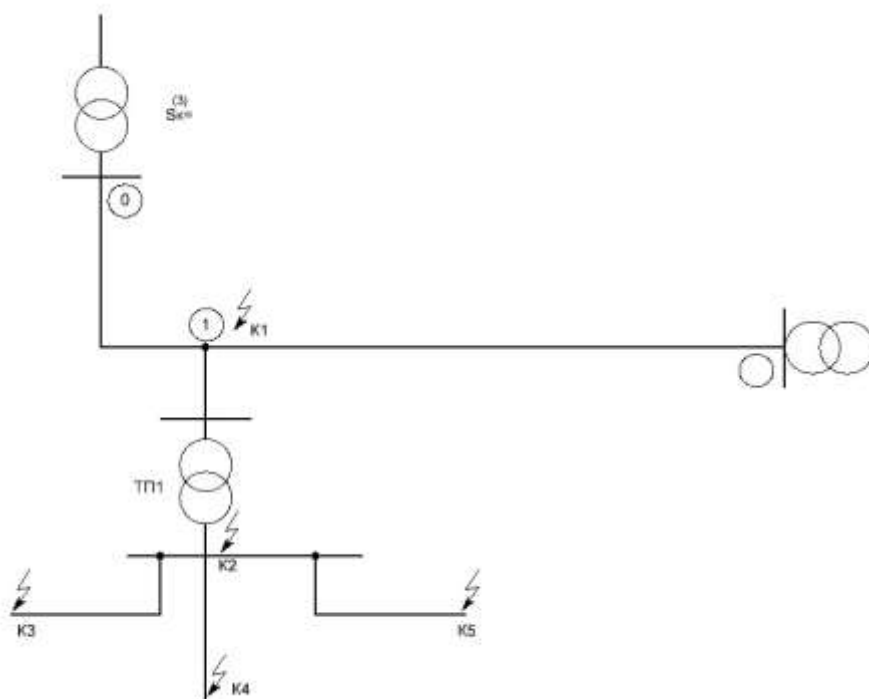


Рисунок 3 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

Рисунок 4 – Схема замещения для определения токов короткого замыкания

Расчет сопротивлений схемы замещения:

Сопротивление системы:  $X_{c\delta} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{\kappa}^{(3)}} =$

Сопротивление трансформатора:

$$R_{m\delta} = \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{mn}} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{mn}} =$$

$$X_{m\delta} = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{mn}} =$$

Сопротивление линии:  $R_{\delta 01} = r_{0,AC70} \cdot l_{01} \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_{cном}} \right)^2 =$

$$X_{\delta 01} = x_{0,AC70} \cdot l_{01} \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_{cном}} \right)^2 =$$

Сопротивление линии 0,38 кВ:

$$R_{\delta Л1} = r_{0,А70} \cdot l_{Л1} \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_{cном}} \right)^2 =$$

$$X_{\delta Л1} = x_{0,А70} \cdot l_{Л1} \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_{cном}} \right)^2 =$$

Остальные сопротивления участков ВЛ10 кВ и линий 0,38 кВ рассчитываются аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 9. По найденным



## 9 ЗАЩИТА ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 9.1 Защита линий 0,38 кВ (Л-1)

Расчет защиты начинается с выбора автоматического выключателя, установленного у потребителя (АВ1).

Для определения  $I_{\text{пуск дв}}$  выбираем электродвигатель типа \_\_\_\_\_ с номинальной мощностью \_\_\_\_\_,  $I_{\text{ном}} =$  \_\_\_\_\_;  $k_i =$  \_\_\_\_\_;  $m_{\text{п}} =$  \_\_\_\_\_.

Выбираем АВ (автоматический выключатель) серии \_\_\_\_\_ с параметрами:

$$U_{\text{ном АВ1}} = 660 \text{ В} \geq U_{\text{ном сети}} = 380 \text{ В}$$

$$I_{\text{ном АВ1}} = \quad A \geq I_{\text{раб max}} = \quad A$$

$$I_{\text{тр АВ1}} = \quad A \geq 1,2 \cdot I_{\text{раб max}} = \quad = \quad A$$

$$I_{\text{элр АВ1}} = \quad A \geq I_{\text{пуск дв}} = \quad = \quad A$$

Выбор автоматического выключателя, установленного на подстанции в Л1 (АВ2)

Выбираем выключатель серии \_\_\_\_\_ по параметрам сети:

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

$$I_{\text{ном АВ2}} = \quad A \geq I_{\text{раб max}} = \quad A$$

по условию селективности:

$$I_{\text{тр АВ2}} = \quad A > I_{\text{тр АВ1}} = \quad A$$

$$I_{\text{элр АВ2}} = \quad A > I_{\text{элр АВ1}} = \quad A$$

Оценка чувствительности защиты Л1

$$K_{\text{чтр}} = \frac{I_{\text{к min K3}}^{(1)}}{I_{\text{тр АВ2}}} = \frac{\quad}{\quad} = \quad \geq 3$$

$$K_{\text{чэр}} = \frac{I_{\text{к max K2}}^{(3)}}{I_{\text{эр АВ2}}} = \frac{\quad}{\quad} = \quad \geq 1,2$$

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

### 9.2 Защита линий 0,38 кВ (Л2)

Наиболее мощный потребитель в Л2 является \_\_\_\_\_ . Для него устанавливаем на вводе автоматический выключатель серии \_\_\_\_\_ с параметрами:

$$U_{\text{ном АВ1}} = 660 \text{ В} \geq U_{\text{ном сети}} = 380 \text{ В}$$

$$I_{\text{ном АВ1}} = \quad A \geq I_{\text{раб max}} = \quad A$$

$$I_{\text{тр АВ1}} = \quad A \geq 1,2 \cdot I_{\text{раб max (ном2)}} = \quad = \quad A$$

$$I_{\text{элр АВ1}} = \quad A$$

где  $I_{\text{раб (ном2)}} = \frac{S_{\text{раб (ном2)}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} =$

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

Условие выбора АВ2 по параметрам сети:

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

$$I_{ном АВ2} = A \geq I_{раб max} = A$$

по условию селективности:

$$I_{раб max} = A < I_{тр АВ2} = A > I_{тр АВ1} = A$$

$$I_{элр АВ2} = A > I_{элр АВ1} = A$$

Оценка чувствительности защиты Л2

$$K_{чтр} = \frac{I_{к min K4}^{(1)}}{I_{тр АВ2}} = \frac{1}{1} = 1 > 3$$

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

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

### 9.3 Защита линий 0,38 кВ (Л3)

В примере для устанавливаем двигатель с номинальной мощностью кВт (согласно табл. 1),  $I_{ном} = A$ ;  $k_i =$ ;  $m_p =$ .

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

Условия выбора

$$U_{ном АВ1} = 660 В \geq U_{ном сети} = 380 В$$

$$I_{ном АВ1} = 100 А \geq I_{раб max} = 27,4 А$$

$$I_{тр АВ1} = 50 А \geq 1,2 \cdot I_{раб max (номр4)} = 1,2 \cdot 40,8 = 50,0 А$$

$$I_{элр АВ1} = 400 А \geq I_{пуск дв} = 6 \cdot 60,4 = 362,4 А$$

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

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 Л3 на подстанции. Выбираем выключатель серии А3716Б по параметрам сети:

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

$$I_{ном АВ2} = A \geq I_{раб max} = A$$

по условию селективности:

$$I_{раб max} = A < I_{тр АВ2} = A > I_{тр АВ1} = A$$

$$I_{max} = < I_{элр АВ2} = A > I_{элр АВ1} = A$$

$$I_{max} = \frac{I_{пуск}}{\alpha} + I_{раб 3 номр} = \frac{1}{1} + 1 = 2 А$$



$$I_{\text{раб(номр3)}} = \frac{S_{\text{раб(номр3)}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} =$$

Оценка чувствительности защиты ЛЗ

$$K_{\text{чтр}} = \frac{I_{\text{к min K5}}^{(1)}}{I_{\text{тр АВ2}}} = \text{---} = < 3$$

$$K_{\text{чэр}} = \frac{I_{\text{к max K2}}^{(3)}}{I_{\text{эр АВ2}}} = \text{---} = \geq 1,2$$

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  $I_{\text{ср}}^{(2)}$  находится:

$$I_{\text{ср}}^{(2)} = K_n \cdot K_z \cdot I_{\text{раб max}} =$$

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

Тогда

$$I_{\text{уст}}^{(2)} = \text{---} \text{ А} > I_{\text{ср}}^{(2)} = \text{---} \text{ А}$$

Оценка чувствительности определяется по минимальному двухфазному току КЗ:

$$K_{\text{ч расч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к min K5}}^{(2)}}{I_{\text{уст}}^{(2)}} = \text{---} = \geq K_{\text{ч доп}}^{(2)} = 1,5$$

Защита чувствительна к междуфазным токам КЗ.

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

$$I_{\text{нес}} = K_{\text{нес}} \cdot I_{\text{раб max}} =$$

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

$$I_{\text{ср}}^{(1)} = K_n \cdot I_{\text{нес}} =$$

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

Определяем чувствительность этой защиты:

$$K_{\text{ч расч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к min}}^{(1)} - I_{\text{нес}}}{I_{\text{уст}}^{(1)}} = \text{---} \geq K_{\text{ч доп}}^{(1)} = 1,5$$

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

Окончательно для защиты ЛЗ устанавливаем выключатель серии А3716Б со следующими параметрами: номинальный ток  $I_n$  А, ток теплового расцепителя  $I_{\text{тр}}$  А, ток электромагнитного расцепителя  $I_{\text{эм}}$  А, снабженного приставкой ЗТ-0,4, имеющей:  $I_{\text{уст}}^{(2)} = \text{---}$  А,  $I_{\text{уст}}^{(1)} = \text{---}$  А.

## 9.4 Защита трансформатора 10/0,4 кВ

Трансформаторы защищаются плавкими предохранителями типа ПКТ-10.

Основные условия выбора плавких предохранителей:

$$U_{пред} \geq U_{ном сети}$$

$$I_{ном откл} \geq I_{к max}$$

$$I_{ном вст} \approx 2 \cdot I_{ном тр}$$

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

## 10 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 потребное количество основных элементов.

### Линия 10 кВ

Для провода АС 70 длина пролета  $L_{пр 70} = 65$  м. Суммарная длина линии м. Для провода АС35 суммарная длина м. Общее количество промежуточных опор равно:

### 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:  $N=L_{л1}/L_{пр} =$

Линия Л2:  $N=L_{л2}/L_{пр} =$

Линия Л3:  $N=(L_{л3 0-1} + L_{л3 1-2})/L_{пр} =$

Всего промежуточных опор шт.

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

Для крепления изоляторов используются крюки или траверсы.

Таблица 10 – 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)					
УА10-2Б (угловая)					
ПП10-2Б (промежуточная)					

Выбираем трансформаторную подстанцию для ТП 1.

Тип КТП-10/0,4-У1 состоит из силового трансформатора, высоковольтного и низковольтного шкафов. Основные технические характеристики приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные технические характеристики КТП-10/0,4-У1

$U_{н\text{ВН}}$ , кВ	$I_{н}$ , А	$I_{н\text{ПВ}}$ , А	$I_{н\text{Л1}}$ , А	$I_{н\text{Л2}}$ , А	$I_{н\text{Л3}}$ , А

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:

$$U_{р\text{ном}} = 10\text{кВ} \geq U_{с\text{ном}} = 10\text{кВ},$$

$$I_{р\text{ном}} = A \geq I_{р\text{аб max}} = \frac{S_{р\text{аб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}} = \dots = A.$$

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

$$I_t^2 \cdot t = \kappa A^2 c \geq I_{к}^{(3)2} \cdot t_{э\text{кв}} = \dots \kappa A^2 c,$$

$$i_{\text{д}} = \kappa A \geq i_{\text{y}} = \dots \kappa A,$$

Условия выполняются, разъединитель удовлетворяет требованиям.

### Выбор рубильника на напряжение 0,4 кВ

Выбор рубильника производится аналогично разъединителю:

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

$$I_{р\text{ном}} = A \geq I_{р\text{аб max}} = \frac{S_{р\text{аб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}} = \dots$$

Выбираем рубильник Р – 32 с номинальным током  $I_{р\text{ном}} = 250\text{А}$ .

Составляется спецификация на основное оборудование и материалы для рассматриваемой ЛЭП (включая ВЛ-0,4 кВ ТП1) (таблица 12).

**Таблица 12 – 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	
	угловые УА 10-2Б	шт	
	промежуточные П 10-2Б	шт	
3	Провод:		
	АС 70	км	
	АС 35	км	
4	Траверсы	шт	
5	Изоляторы ШФ – 10В	шт	
6	Разъединители РЛНД -10/630 У1 с приводом ПР – У1	шт	
7	КТП – -10/0,4 У1	шт	
8	КТП – -10/0,4 У1	шт	
	ВЛ 0,38 кВ (для ТП1)		
9	Опоры деревянные с железобетонными приставками		
	концевые КАа-2	шт	
	угловые анкерные УАа-2	шт	
	промежуточные ППа-2	шт	
10	Провод		
		км	
		км	
		км	
11	Изоляторы ТФ – 20	шт	

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**