

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Схема сети напряжением 10 кВ питания рассматриваемого производственного объекта.

Наименование производственных потребителей электрической энергии, рассматриваемых в проекте, и их нагрузки на вводе (для ТП1) приведена в таблице 1. Здесь же даны номинальные мощности самых крупных асинхронных электродвигателей

Рисунок 1- Исходная схема электропередачи

Таблица-1 Нагрузки на вводе потребителей ТП1

№ потре бите ля	Наименование потребителей	Р _{двиг} , кВт	Коли чест во	Нагрузка			
				активная, кВт		реактивная, ВАр	
				Р _д	Р _в	Q _д	Q _в
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В населенном пункте рассчитываются нагрузки одной трансформаторной подстанции.

Расчет линии Л2

На линии находятся разнородные потребители, поэтому расчет ведется табличным методом:

$$P_{\text{дЛ2}} = P_{\text{д наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\text{di}}$$

$$P_{\text{вЛ2}} = P_{\text{в наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\text{vi}}$$

$$Q_{\text{дЛ2}} = Q_{\text{д наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\text{di}}$$

$$Q_{\text{вЛ2}} = Q_{\text{в наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\text{vi}}$$

Расчет линии 3

Расчет ведется по участкам с конца линии.

Участок 2-1. На участке находится однородных потребителя – , поэтому расчет ведется с учетом коэффициента одновременности:

$$P_{\text{д21}} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{di}}$$

$$P_{\text{в21}} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{vi}}$$

$$Q_{\text{д21}} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\text{di}}$$

$$Q_{\text{в21}} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\text{vi}}$$

Участок 1-ТП. На участке встречаются потребители разнородных групп, поэтому суммирование производим табличным методом аналогично линии 2:

$$P_{\text{дЛ3}} = P_{\text{д наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\text{di}}$$

$$P_{\text{вЛ3}} = P_{\text{в наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\text{vi}}$$

$$Q_{\text{дЛ3}} = Q_{\text{д наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\text{di}}$$

$$Q_{\text{вЛ3}} = Q_{\text{в наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\text{vi}}$$

Нагрузка ТП1 определяется суммированием расчетных мощностей линий табличным методом

$$P_{\text{дТП}} =$$

$$P_{\text{вТП}} =$$

$$Q_{\text{дТП}} =$$

$$Q_{\text{вТП}} =$$

Результаты подсчета нагрузок ТП1 сведены в таблицу 2

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

Линия	Потребители	Кол	K ₀	Активная нагрузка, кВт				Реактивная нагрузка, кВАр			
				на вводе		расчетная		на вводе		расчетная	
				P _{дi}	P _{вi}	P _д	P _в	Q _{дi}	Q _{вi}	Q _д	Q _в
Л1	1										
	Расчетная нагрузка Л1										
Л2	2										
	3										
	4										
	Расчетная нагрузка Л2										
Л3	7										
	Расчетная нагрузка участка 2-1										
	5										
	6										
	Расчетная нагрузка участка 1-ТП										
	Расчетная нагрузка Л3										
Итого с учетом суммирования											
Наружное освещение помещений											
хоздворов (100х0,003кВт/м)											
Итого											
Нагрузка ТП1											

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

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

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

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

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

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

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

Результаты расчета нагрузок в сетях 0,38 кВ для ТП 1 и заданных ТП2 – ТП5 сводятся в табл.3. Токи ТП 1 не рассчитываются, так как окончательно расчетная мощность этой ТП будет определена только после компенсации реактивной мощности.

Таблица 3 – Сводные данные электрических нагрузок подстанций

Элементы сети	Мощность						Ток, А		Коэффициент мощности	
	активная, кВт		реактивная, кВАр		полная, кВА		I _д	I _в	cosφ _д	cosφ _в
	P _д	P _в	Q _д	Q _в	S _д	S _в				
Л1										
Л2										
Л3										
ТП1										
ТП2										
ТП3										
ТП4										
ТП5										
После компенсации реактивной мощности										
ТП1										

3 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. 3) определяется, где и когда необходима компенсация.

Определяется величина реактивной мощности Q_к, которую необходимо компенсировать до cosφ=0,95 по выражению:

$$Q_k = Q_{ест} - 0,33 \cdot P,$$

где Q_{ест} - естественная (до компенсации) реактивная мощность.

Для ТП 1, согласно табл. 3:

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

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

Выбирается мощность конденсаторных батарей Q_{БК}, при этом перекомпенсация не рекомендуется:

$$Q_k \leq Q_{БК} \leq Q_{ест}$$

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_{БК} ≥ 25 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 $Q_{Бк} =$ в дневной максимум и в вечерний. $Q_{Бк} =$

Определяется некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q = Q_{ест} - Q_{Бк}$$

Для ТП 1

$$Q_{д} = Q_{естд} - Q_{Бкд} =$$

$$Q_{в} = Q_{еств} - Q_{Бкв} =$$

Рассчитывается полная нагрузка трансформаторных подстанций с учетом компенсации.

Для ТП1:

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

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

Коэффициенты мощности после компенсации для ТП1:

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

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

Данные по компенсации реактивной мощности сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Сводные данные по компенсации реактивной мощности

№ ТП	Расчетная мощность, кВАр							
	естественная		для компенсации		БК		расчетная	
	$Q_{естд}$	$Q_{еств}$	$Q_{кд}$	$Q_{кв}$	$Q_{Бкд}$	$Q_{Бкв}$	$Q_{д}$	$Q_{в}$
ТП1								

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

$$S_{ЭК\min} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{ЭК\max}$$

где S_p – расчетная нагрузка на шинах подстанции, кВА;

n – количество трансформаторов проектируемой подстанции;

$S_{ЭК\min}$, $S_{ЭК\max}$ – 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 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:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_{nm}} \leq K_c,$$

где K_c - коэффициент допустимой систематической нагрузки трансформатора для значений среднесуточных температур расчетного сезона – v_{BT} .

Для ТП1 по расчетной мощности кВА из таблицы принимаем номинальную мощность трансформатора кВА. Проверяем для нормального режима работы:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_{nm}} = \leq K_c =$$

Условие не выполняется, принимаем номинальную мощность трансформатора кВА,

тогда $\frac{S_p}{n \cdot S_{nm}} = \leq K_c =$. Выбор мощностей для остальных ТП

производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор трансформаторов для потребительских ТП

№ ТП	$S_{расч}$, кВА	Тип	$S_{Тн}$, кВА	$U_{внн}$, кВ	$U_{ннн}$, кВ	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	u_k , %	ПБВ, %	ΔW_t , 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	$\pm 2 \times 2,5$	
4		ТМ		10	0,4			4,5	$\pm 2 \times 2,5$	
5		ТМ		10	0,4			4,5	$\pm 2 \times 2,5$	
Итого										

Потери электрической энергии в трансформаторе ТП1:

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

Расчет потерь электрической энергии для остальных трансформаторов производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 5.

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. 6).

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 мм², 15-20 мм – 50 мм² и более 20 – 70 мм². Сечение сталеалюминевых проводов на магистрали ВЛ 10 кВ должно быть не менее 70 мм² [5].

Выбор проводов производится по экономической плотности тока.

Рисунок 2 – Расчетная схема ВЛ 10 кВ

Для рассматриваемого примера на участке 0-1 по большему значению тока А (таблица 6) выбираем провод марки АС70, т.к. на магистрали (участки 0-1 и 1-2) сечение должно быть не менее 70 мм². На ответвлениях по интервалам экономических нагрузок принимаем провод АС35. Данные по проводам сводятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Данные проводов ВЛ 10 кВ

Провод	D _{ср} , мм	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	I _{p max} , А	I _{доп} , А
АС35	1500	0,773	0,403		170
АС70	1500	0,42	0,392		265

Проверяем выбранный провод на потери напряжения:

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

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

аналогично рассчитываются остальные участки, результаты сведены в таблицу 6.

Потери напряжения по всей длине линии от ГПП до конца линии составят $\Delta U_{04} =$ %, $\Delta U_{06} =$ %, 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:

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

Таблица 6 – Электрический расчет ВЛ – 10кВ

Потери энергии $\Delta W_{\text{л}}$ кВтч									Итого:
Потери напряжения $\Delta U, \%$	вечером	от ГПП							
		на уч- ке							
	днем	от ГПП							
		на уч- ке							
Марка и сечение провода									
Рабочий ток, А	$I_{\text{в}}$								
	$I_{\text{д}}$								
Расчетная мощность участка	полная кВА	$S_{\text{в}}$							
		$S_{\text{д}}$							
	реактив ная, кВАр	$Q_{\text{в}}$							
		$Q_{\text{д}}$							
	активная кВт	$P_{\text{в}}$							
		$P_{\text{д}}$							
Коэффициент одновременности									
Количество ТП за участком, шт									
Сумма мощностей ТП за участком	реактивных, кВАр	$\Sigma Q_{\text{вi}}$							
		$\Sigma Q_{\text{дi}}$							
	активных кВт	$\Sigma P_{\text{вi}}$							
		$\Sigma P_{\text{дi}}$							
участок	длина, км								
	номер		0-1	1-2	2-3	3-4	2-5	5-6	

6 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ У ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Для оценки качества напряжения у потребителей составляется таблица отклонений напряжения (табл. 8), 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:

$$\delta U_i \% = \sum_{i=1}^n \delta U_i \pm \sum_{i=1}^m \Delta U_i$$

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.

Регулируемая надбавка ПБВ трансформатора подбирается таким образом, чтобы отклонение напряжения $\delta U_{ш0,4}^{25}$ 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:

$$\Delta U'_{доп} = \delta U_{ш0,4}^{100} - \delta U_{доп}^{100}.$$

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 $\Delta U_{доп} =$ %), по которой рассчитываются все наружные линии 0,38 кВ, отходящие от ТП1. При этом для каждой линии 0,38 кВ должно соблюдаться условие:

$$\Delta U_{факт} \leq \Delta U_{доп}.$$

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

Рекомендуется устанавливать $\Delta U_{доп} \geq 6\%$.

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:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{мн}^2}{S_{мн}^2} =$$

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

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

тогда потери напряжения в нем составят в 100% режиме:

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

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

На ТП установлен трансформатор ТМ, его сопротивления составят:

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

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

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

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: $\Delta U_m^{25} =$

Отклонение напряжения на шинах ГПП принимается по исходным данным проекта:

$\delta U_{ш10}^{100} =$ %, $\delta U_{ш10}^{25} =$ %. 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

$\Delta U_{10}^{25} =$, для УТП $\Delta U_{10}^{25} =$. 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 8).

Таблица 8 – 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	ΔU_{10}				
Трансформатор 10/0,4:					
потеря напряжения	ΔU_m				
надбавка конструктивная	δU_{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

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 и проверяется по допустимым потерям напряжения в линии.

Окончательно сечение проводов линии Л1 выбирается после проверки сети на отклонение напряжения при пуске крупных асинхронных электродвигателей.

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

$$\Delta U_{\text{дЛ1}} \% = \frac{(P_{\text{дЛ1}} \cdot r_0 + Q_{\text{дЛ1}} \cdot x_0) \cdot l_{\text{Л1}}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

$$\Delta U_{\text{вЛ1}} \% = \frac{(P_{\text{вЛ1}} \cdot r_0 + Q_{\text{вЛ1}} \cdot x_0) \cdot l_{\text{Л1}}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

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

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

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

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

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

Расчетное сечение проводов:

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

где $\gamma=32$ м/Ом·мм² – 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:

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

Принимаем провод А , проверяем выбранный провод по нагреву:

$I_{\text{доп}} = \geq I_{\text{pmax}} =$. Условие выполняется провод по нагреву проходит.

Рассчитываем потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\text{дЛ2}} \% = \frac{(P_{\text{дЛ2}} \cdot r_0 + Q_{\text{дЛ2}} \cdot x_0) \cdot l_{\text{Л2}}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

$$\Delta U_{\text{вЛ2}} \% = \frac{(P_{\text{вЛ2}} \cdot r_0 + Q_{\text{вЛ2}} \cdot x_0) \cdot l_{\text{Л2}}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

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

Аналогично рассчитывается линия Л3. Данные по расчету сводятся в таблицу 9.

Таблица 9 – Сводные данные расчета линий 0,38 кВ

Линия	Провод	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	I _{p max} , А	I _{доп} , А	ΔU _{факт} , %	ΔU _{доп} , %
Л1							
Л2							
Л3							

Определяется фактическое отклонение напряжения у самого удаленного потребителя для всех трех линий. На сколько наибольшая ΔU_{факт} меньше ΔU_{доп}, на столько же δU_{факт} у удаленного потребителя будет меньше δU_{доп}:

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

Полученное значение δU_{факт} записывается в таблицу 8.

8 ПРОВЕРКА СЕТИ НА УСПЕШНЫЙ ЗАПУСК КРУПНЫХ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

При запуске крупных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором (ЭД), потери напряжения в сети увеличиваются вследствие протекания пусковых токов, напряжение может снизиться настолько, что двигатель не запустится, так как его электромагнитный момент пропорционален квадрату напряжения.

Допустимое снижение напряжения на запуске ЭД из условия успешного запуска определяется

$$\delta U_{\text{доп пуск}} \% = \left(1 - \sqrt{\frac{M_{\text{трөг}} + M_{\text{изб}}}{M_{\text{пуск}}}} \right) \cdot 100;$$

где M_{трөг} – момент трогания рабочей машины, приведенный к валу ЭД .

M_{изб}=0,2...0,3·M_{ном} – избыточный момент, необходимый для ускорения системы «электродвигатель – рабочая машина».

M_{ном} и M_{пуск} – номинальный и пусковой моменты ЭД.

Если все моменты разделить на M_{ном}, т.е. выразить в относительных единицах, то выражение примет вид:

$$\delta U_{\text{доп пуск}} \% = \left(1 - \sqrt{\frac{m_{\text{трөг}} + 0,2...0,3}{m_{\text{пуск}}}} \right) \cdot 100$$

Расчет производим для ВЛ-1, на ней находятся: с
приводом от электродвигателя

Успешный запуск ЭД возможен, если фактическое снижение напряжения в момент пуска не превышает (по абсолютной величине) допустимого:

$$\delta U_{\text{факт пуск}} \% = \quad \% \leq \delta U_{\text{доп пуск}} \% = \quad \%$$

Фактическое отклонение напряжения определяется по формуле:

$$\delta U_{\text{факт пуск}} = \Delta U_{\text{пуск}} \% \pm \delta U_{\text{и0,4}} \%,$$

где $\delta U_{ш 0,4} \%$ – фактическое отклонение напряжения на ЭД перед пуском на шинах 0,4 кВ (меньшее из отклонений 100 или 25% режимов), подставляется со знаком «плюс», если напряжение ниже номинального и «минус» – если напряжение выше номинального.

$\Delta U_{пуск} \%$ – потеря напряжения в трансформаторе от пускового тока, определяется по упрощенной формуле:

$$\Delta U_{пуск} \% = \frac{Z_m + Z_l}{Z_m + Z_l + Z_{\varepsilon\delta}} \cdot 100 =$$

где Z_T – полное сопротивление трансформатора.

$$Z_m = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{мн}^2}{S_{мн}} =$$

Здесь U_H – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения.

Полное сопротивление линии Л1 определяется по формуле:

$$Z_l = l \cdot \sqrt{r_0^2 + x_0^2} =$$

Сопротивление электродвигателя в пусковом режиме определяется по формуле:

$$Z_{\varepsilon\delta} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot k_i \cdot I_{\varepsilon\delta н}} =$$

где U_H и $I_{\varepsilon\delta н}$ – номинальные напряжения и ток электродвигателя;

k_i – кратность пускового тока.

Фактическое отклонение напряжения

$$\delta U_{факт\пуск} = \Delta U_{пуск} \% \pm \delta U_{ш 0,4} \% =$$

Условие $\delta U_{факт\пуск} \% = \quad \% \leq \delta U_{доп\пуск} \% = \quad \%$ выполняется, успешный запуск электродвигателя возможен.

9 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 требуемое 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 100 кВА, проходные однострансформаторные и двухтрансформаторные типа КТПП мощностью 250, 400 и 630 кВА. Для схемы рис. 1 произведем выбор рекомендуемых элементов.

Линия 10 кВ

Выбираем тип опор.

Концевые опоры устанавливаются в начале ВЛ и вблизи всех потребительских ТП. Количество – 6 шт.

Угловые опоры устанавливаются в точках поворота и подсоединения ВЛ. Выбираем угловые опоры анкерного типа. Количество – 5 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 $L_{пр\ 70} = 65\text{м}$. Суммарная длина линии м.
 Для провода АС35 суммарная длина м. Общее количество промежуточных опор равно:

$N =$

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 10.

Линия 0,38 кВ (на примере ТП1)

Выбираем деревянные опоры с железобетонными приставками.

Концевые опоры - тип КА_а-2, 10 шт.

Угловые опоры - тип УА_а-2, 2шт.

Промежуточные опоры - тип ПП_а-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 ³		
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.

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

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

10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

10.1 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 сборных шинах 10 кВ головной понизительной подстанции (ГПП) К1; на шинах 10 кВ расчетной потребительской подстанций ТП1 – К2; на шинах самой удаленной подстанции К3; на шинах 0,4 кВ ТП 1 (К4); в конце линий 0,38 кВ ТП 1 (К5, К6, К7).

Рисунок 3 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

10.2 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 $U_б$. За базисное напряжение принимается среднономинальное напряжение одной из ступеней, 10,5 или 0,4 кВ. Примем $U_б = 10,5$ кВ.

Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

10.3 Сопротивления схемы замещения

Определяются сопротивления схемы замещения, приведенные к базовым условиям.

Сопротивление системы:

$$X_{c\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\kappa}^{(3)}} =$$

Сопротивление трансформатора:

$$R_{m\bar{o}} = \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{mн}} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{mн}} =$$

$$X_{m\bar{o}} = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{mн}} =$$

Сопротивление линии 10 кВ:

$$R_{\bar{o}01} = r_{0,AC70} \cdot l_{01} \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{cнoм}} \right)^2 =$$

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

Сопротивление линии 0,38 кВ:

$$R_{\bar{o}л1} = r_{0,А35} \cdot l_{л1} \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{cнoм}} \right)^2 =$$

$$X_{\phi Л1} = x_{0,435} \cdot l_{Л1} \cdot \left(\frac{U_{\phi}}{U_{с ном}} \right)^2 =$$

Остальные сопротивления участков ВЛ10 кВ и линий 0,38 кВ рассчитываются аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 12. По найденным сопротивлениям определяются результирующие сопротивления от источника питания до места короткого замыкания.

$$Z_{\phi \Sigma 4} = \sqrt{R_{\phi \Sigma 4}^2 + X_{\phi \Sigma 4}^2} =$$

10.4 Расчет токов короткого замыкания

Трехфазный ток короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\phi \Sigma}} \cdot \frac{U_{\phi}}{U_{с ном}};$$

Для точек короткого замыкания, в которых $U_{с ном} = U_{\phi}$, выражение принимает вид:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\phi \Sigma}}.$$

Токи двухфазного короткого замыкания:

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

Ударные токи:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}$$

где K_y – ударный коэффициент, определяемый по выражению:

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

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$T_a = \frac{X_{\phi \Sigma}}{2\pi \cdot f \cdot R_{\phi \Sigma}} = \frac{X_{\phi \Sigma}}{314 \cdot R_{\phi \Sigma}}.$$

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

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{с ном} \cdot I_{\kappa}^{(3)}.$$

10.5 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:

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

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

$$U_{\phi \min} = 220 \cdot \left(1 \pm \frac{\delta U_{ш 0,4}}{100} \right)$$

11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ТП1

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

11.1 Выбор разъединителя

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

$$U_{p\text{ ном}} = 10\text{ кВ} \geq U_{c\text{ ном}} = 10\text{ кВ}$$
$$I_{p\text{ ном}} = A \geq I_{p\text{ аб max}} = \frac{S_{p\text{ аб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cн}} =$$

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

$$I_t^2 \cdot t = 5^2 \cdot 10 = 250\text{ кА}^2\text{с} \geq I_K^{(3)2} \cdot t_{\text{экв}} =$$
$$i_d = 20\text{ кА} \geq i_y =$$

где $U_{p\text{ ном}}$, $I_{p\text{ ном}}$ – номинальное напряжение и ток разъединителя;

I_t , t – ток и время термической стойкости разъединителя, равные 5 кА и 10 с;

$t_{\text{экв}}$ – эквивалентное время, примерно равное времени протекания тока $I_K^{(3)}$ может быть принято 2 с;

i_d – ток динамической стойкости разъединителя, равный 20 кА.

Условия выполняются, разъединитель удовлетворяет требованиям.

11.2 Выбор рубильника на напряжение 0,4 кВ

Выбор рубильника производится аналогично разъединителю:

$$U_{p\text{ ном}} = 500\text{ В} \geq U_{c\text{ ном}} = 380\text{ В}$$
$$I_{p\text{ ном}} = A \geq I_{p\text{ аб max}} = \frac{S_{p\text{ аб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cн}} =$$

Выбираем рубильник РБ – 3 с номинальным током $I_{p\text{ ном}} =$

12 ЗАЩИТА ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В проекте необходимо выбрать, рассчитать, проверить на чувствительность и согласовать между собой защиты следующих элементов электрической сети: линий 0,38 кВ, трансформатора 10/0,4 кВ (ТП 1) и линии 10 кВ. Линии 0,38 кВ защищаются, как правило, автоматическими выключателями (АВ), у которых тепловой расцепитель выполняет роль максимальной токовой защиты с выдержкой времени отключения (МТЗ), электромагнитный расцепитель – защиты без выдержки времени отключения, т.е. токовой отсечки (ТО).

Силовой трансформатор защищается предохранителем типа ПКТ-10, устанавливаемым со стороны 10 кВ, воздушная линия 10 кВ защищается МТЗ и ТО, действующими на отключение выключателя в начале линии.

12.1 Защита линий 0,38 кВ (Л-1)

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

Условия выбора следующие:

$$U_{ном AB1} \geq U_{ном сети}$$

$$I_{ном AB1} \geq I_{раб max}$$

$$I_{тр AB1} \geq 1,2 \cdot I_{раб max}$$

$$I_{элр AB1} \geq I_{пуск дв}$$

где $I_{пуск дв}$ – пусковой ток электродвигателя, установленного в линии.

Для определения $I_{пуск дв}$ выбираем электродвигатель типа с номинальной мощностью ; этот электродвигатель оказался наиболее мощным из потребителей подстанции, его параметры нужно взять из раздела 8.

Выбираем АВ (автоматический выключатель) серии ВА с параметрами:

$$U_{ном AB1} = B \geq U_{ном сети} = B$$

$$I_{ном AB1} = A \geq I_{раб max} = A$$

$$I_{тр AB1} = A \geq 1,2 \cdot I_{раб max} = A$$

$$I_{элр AB1} = A \geq I_{пуск дв} = A$$

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

Выбираем выключатель серии АЗ716Б по параметрам сети:

$$U_{ном AB2} = 660 B \geq U_{ном сети} = 380 B$$

$$I_{ном AB2} = 160 A \geq I_{раб max} = A$$

по условию селективности:

$$I_{тр AB2} = A > I_{тр AB1} = A$$

$$I_{элр AB2} = A > I_{элр AB1} = A$$

Оценка чувствительности защиты Л1

$$K_{чтр} = \frac{I_{к min K5}^{(1)}}{I_{тр AB2}} = \geq 3$$

$$K_{чэр} = \frac{I_{к max K4}^{(3)}}{I_{эр AB2}} = \geq 1,2$$

Таким образом, защита линии Л-1 автоматическим выключателем АЗ716Б чувствительна к токам перегрузки и обладает требуемой селективностью действия.

12.2 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, определяющие условия будут условие их отстройки от токов нагрузки.

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

$$U_{ном AB1} = 660 B \geq U_{ном сети} = 380 B$$

$$I_{ном AB1} = A \geq I_{раб max} = A$$

$$I_{тр AB1} = A \geq 1,2 \cdot I_{раб max (ном4)} =$$

где
$$I_{\text{раб (номр2)}} = \frac{S_{\text{раб (номр4)}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} =$$

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

Условия выбора АВ2 по параметрам сети:

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

$$I_{\text{ном АВ2}} = 160 \text{ А} \geq I_{\text{раб max}} = \quad \text{А}$$

по условию селективности:

$$I_{\text{раб max}} = \quad \text{А} < I_{\text{тр АВ2}} = \quad \text{А} > I_{\text{тр АВ1}} = \quad \text{А}$$

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

Оценка чувствительности защиты Л2

$$K_{\text{чтр}} = \frac{I_{\text{к min K6}}^{(1)}}{I_{\text{тр АВ2}}} = \quad \geq 3$$

$$K_{\text{чэр}} = \frac{I_{\text{к max K4}}^{(3)}}{I_{\text{эр АВ2}}} = \quad \geq 1,2$$

Таким образом, защита линии Л-2 автоматическим выключателем А3716Б чувствительна к токам перегрузки и обладает требуемой селективностью действия.

12.3 Защита линий 0,38 кВ (Л3)

В рассматриваемом примере у потребителей, подключенных к Л3, нет крупных электродвигателей, поэтому для защит, установленных на вводе внутренних сетей, определяющим условием будет условие их отстройки от токов нагрузки.

Наиболее мощный потребитель в Л3 является . Для
него устанавливаем на вводе автоматический выключатель серии ВА с
параметрами:

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

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

$$I_{\text{тр АВ1}} = \quad \text{А} \geq 1,2 \cdot I_{\text{раб max (номр6)}} =$$

$$I_{\text{элр АВ1}} =$$

где
$$I_{\text{раб (номр5)}} = \frac{S_{\text{раб (номр6)}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} =$$

Защиту линии Л3 выполним на одностипном подстанционном автоматическом выключателе АВ2, серии А3716Б с тепловым и электромагнитным расцепителями.

Условие выбора АВ2 по параметрам сети:

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

$$I_{\text{ном АВ2}} = 160 \text{ А} \geq I_{\text{раб max}} = \quad \text{А}$$

по условию селективности:

$$I_{\text{раб max}} = \quad \text{А} < I_{\text{тр АВ2}} = \quad \text{А} > I_{\text{тр АВ1}} = \quad \text{А}$$

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

Оценка чувствительности защиты Л3

$$K_{\text{чтр}} = \frac{I_{\text{к min K7}}^{(1)}}{I_{\text{тр АВ2}}} = \quad < 3$$

$$K_{\text{чэр}} = \frac{I_{\text{к max K4}}^{(3)}}{I_{\text{эр АВ2}}} = \quad \geq 1,2$$

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

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 $I_{cp}^{(2)}$ находится:

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

где K_n – коэффициент надежности, равный 1,2;

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

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

Тогда

$$I_{уст}^{(2)} = \quad A > I_{cp}^{(2)} = \quad A$$

Оценка чувствительности определяется по минимальному двухфазному току КЗ:

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

Защита чувствительна к междуфазным токам КЗ.

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

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

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

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

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

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 $I_{уст}^{(1)} = \quad A$.

Определяем чувствительность этой защиты:

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

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

Окончательно для защиты ЛЗ устанавливаем выключатель серии А3716Б со следующими параметрами: номинальный ток 160 А, ток теплового расцепителя А, ток электромагнитного расцепителя А, снабженный приставкой ЗТ-0,4, имеющей: $I_{уст}^{(2)} = \quad A$, $I_{уст}^{(1)} = \quad A$.

12.4 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 А. Окончательное значение принимается после построения графика согласования защит.

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

12.5 Защита ВЛ 10 кВ

Линии напряжением 10 кВ защищаются от токов КЗ с помощью максимальной токовой защиты (МТЗ) и токовой отсечки (ТО) с действием на отключение. Выполняются защиты на реле типа РТВ и РТМ или РТ-85.

Расчет МТЗ

Пример расчета выполнен на реле типа РТВ как наиболее распространенном.

Ток срабатывания защиты определяется по двум условиям:

Первое, при отстройке от рабочего максимального тока:

$$I'_{сз\ расч} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_b} \cdot I_{p\ max} =$$

где K_n - коэффициент надежности, $K_n = 1,3$ для реле РТВ;

K_b - коэффициент возврата, $K_b = 0,65$ для реле РТВ;

K_3 - коэффициент самозапуска, $K_3 = 1,1$ для всех видов реле.

Второе, по условию селективности с более удаленной от источника питания защитой $I''_{сз\ расч}$, которая выбирается по самому мощному трансформатору 10/0,4 кВ, подключенному к линии (в примере кВА).

$$I''_{сз\ расч} = \quad A$$

Большее значение принимается за расчетное $I_{сз\ расч} = \quad A$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{сз\ расч} =$$

где $K_{сх}$ - коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и реле, для схем с неполной звездой, в основном применяемых для защиты линий 10 кВ, $K_{сх} = 1$;

K_I - коэффициент трансформации трансформатора тока ТТ:

$$K_I = \frac{I_{ТТ1ном}}{I_{ТТ2ном}} = \frac{150}{5} = 30$$

где $I_{ТТ1ном}$ - первичный номинальный ток ТТ выбирается из условия:

$$I_{ТТ1ном} = 150 A \geq I_{p\ max} = \quad A$$

Определяем уставку тока на реле:

$$I_{уст} = \quad A \geq I_{ср} = \quad A$$

Для реле РТВ ток уставки может быть: 5,6; 7,5; 10; 12,5; 15; 17,5; 20; 25; 30; 35А.

Действительный (принятый) ток срабатывания защиты:

$$I_{сзд} = \frac{K_I}{K_{сх}} \cdot I_{уст} =$$

Проверяется чувствительность защиты:

$$K_{ч\ расч} = \frac{I_{к\ min}}{I_{сзд}} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{сзд}} > K_{чув\ доп} = 1,5$$

Расчет токовой отсечки на РТМ

Ток срабатывания токовой отсечки выбирается по двум условиям:

1) при отстройке от тока КЗ у ближайшей потребительской подстанции:

$$I'_{со\ расч} = K_n \cdot I_{к2}^{(3)} =$$

где $K_n = 1,5$ – коэффициент надежности отсечки для реле РТМ.

2) при отстройке от броска тока намагничивания трансформаторов 10/0,4 кВ, подключенных к линии, при их включении под напряжение (сумма мощностей трансформаторов кВА):

$$I''_{со\ расч} = 5 \cdot \frac{\sum S_{т ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} =$$

Большее значение принимаем за расчетное.

Определяем ток срабатывания реле отсечки:

$$I_{срo} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{со\ расч} =$$

Определяем уставку тока на реле:

$$I_{уст o} = A \geq I_{срo} = A$$

Для реле РТМ привода ПП-67 уставка токовой отсечки: 5; 7,5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 100; 125; 150 А.

Чтобы точно выполнялось условие необходимо было увеличить коэффициент трансформации ТТ и принять его равным 30.

Определяем действительный ток срабатывания защиты:

$$I_{сод} = \frac{K_I}{K_{сх}} \cdot I_{уст o} =$$

Чувствительность защиты:

$$K_{ч\ расч} = \frac{I_{к1}^{(3)}}{I_{сод}} = > K_{ч доп} = 1,2.$$

13 СОГЛАСОВАНИЕ ЗАЩИТ

Действие максимальных токовых защит должно быть согласовано по времени, чтобы поврежденный элемент электропередачи отключался ближайшей к нему защитой (рис. 5).

Согласование защит выполняется на графике (карте селективности), на котором все токовременные характеристики защит строятся при одном напряжении (в примере 0,38 кВ) в пределах от тока срабатывания защиты до тока КЗ в месте установки защиты.

На графике (рисунок 6) строятся характеристики защит линий 0,38 кВ, затем трансформатора 10/0,4 кВ и ВЛ 10 кВ. Оси координат в логарифмическом масштабе.

Вначале показывается схема электропередачи с указанием всех защит и их параметров, токов КЗ, необходимых при согласовании (рис. 5).

Рисунок 5 – Защита от токов короткого замыкания, установленная в сети

Строится токовременная характеристика защиты линии Л1 и линии Л2. Защита выполнена на автоматическом выключателе А3716Б с тепловым и электромагнитным расцепителями. Токовременная характеристика заносится в таблицу 12.

Таблица 12 – Токовременная характеристика защиты Л1 и Л2 (А3716Б $I_{нр} =$ А)

I, А										
t, с										

Строится токовременная характеристика защиты Л3. Линия Л3 защищается автоматическим выключателем серии А3716Б с приставкой ЗТ – 0,4 и электромагнитным расцепителем. Уставку времени ЗТ – 0,4 выбираем минимальную, т.е. $t_y = 0,3$ с. На графике согласования характеристику от однофазных коротких замыканий можно не строить, так как она пройдет ниже характеристики защиты от междуфазных коротких замыканий. Для построения токовременной характеристики защиты заполняется таблица 13.

Таблица 13 – Токовременная характеристика защиты Л3

$$(ЗТ - 0,4 \quad I_{уст}^{(2)} = \quad А, \quad t_y = 0,3 с)$$

I, А									
t, с									

Строится токовременная характеристике защиты трансформатора ТМ-10/0,4 кВ. Значение токов плавкой вставки пересчитываются на напряжение 0,4 кВ.

Таблица 14 – Токовременная характеристика защиты трансформатора

$$(ПКТ - 10 \quad I_{вст} = \quad А)$$

I, А									
t, с									
$I_{нн}, А$									

Строится токовременная характеристика защиты ВЛ-10 кВ. В примере МТЗ и ТО выполнены на встроенных в привод реле РТВ и РТМ (таблица 15).

После построения характеристики (рисунок 6) необходимо убедиться в том, что в зоне совместного действия МТЗ линии 10 кВ и плавкой вставки предохранителя ПК-10-20 соблюдалось условие селективности.

Таблица 15 – Токовременная характеристика защиты ВЛ 10 кВ

К	1	1,2	1,5	1,7	2,0	2,5	3,0	3,5	$I_{\text{сод}}$	$I_{\text{к1}}^{(3)}$
I, А										
t, с	10	5	3,5	3	2,3	1,5	1,2	1,0	0,1	0,1
$I_{\text{нн}}$, А										

16 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В технико-экономической части необходимо определяется количество материалов и оборудования для строительства линий электропередач и рассчитывается себестоимость передачи и распределения электрической энергии до шин 0,4 кВ потребительских ТП2...ТП5. Поэтому все технические расчеты ведутся без учета линий 0,38 кВ.

Составляется спецификация на основе оборудования и материалы для рассматриваемой ЛЭП (включая ВЛ-0,4 кВ ТП1) (таблица 16).

Таблица 16 – 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 – 100-10/0,4 У1	шт	
8	КТП – 63-10/0,4 У1	шт	
9	КТП – 160-10/0,4 У1	шт	
10	Опоры деревянные с железобетонными приставками		
	концевые КАа-2	шт	
	угловые анкерные УАа-2	шт	
	промежуточные ППа-2	шт	
11	Провод		
	А25	км	
	А 35	км	
12	Изоляторы ТФ – 20	шт	

Таблица 17 – Капитальные затраты на сооружение ЛЭП

№ п/п	Наименование основных элементов электропередачи	Единица измерения	Количество	Капитальные затраты, тыс.руб	
				на единицу продукции	всего
1	КРУН-10 У1	шт			
2	КТП – 100 – 10/0,4 У1	шт			
	КТП – 63 – 10/0,4 У1	шт			
	КТП – 160 – 10/0,4 У1	шт			
3	Строительство ВЛ 10 кВ				
	АС 70	км			
	АС35	км			
4	Строительство ВЛ 0,38 кВ (для ТП1)				
		км			
		км			

Определяются ежегодные издержки на электропередачу:

$$I_{\Gamma} = I_a + I_{\Pi} + I_{\text{Э}} =$$

где I_a – издержки на амортизацию и капитальный ремонт;

I_{Π} – издержки на покрытие потерь электроэнергии;

$I_{\text{Э}}$ – издержки на эксплуатацию.

$$I_a = \frac{P_{\text{ая}} \cdot K_{\text{я}}}{100} + \frac{P_{\text{ал10}} \cdot K_{\text{л10}}}{100} + \frac{P_{\text{атп}} \cdot K_{\text{тп}}}{100} + \frac{P_{\text{ал0,38}} \cdot K_{\text{л0,38}}}{100} =$$

где $K_{\text{я}}$, $K_{\text{л10}}$, $K_{\text{тп}}$, $K_{\text{л0,38}}$ – капитальные вложения в ячейку, линию 10 кВ, ТП-10/0,4 кВ и линию 0,38 кВ;

$P_{\text{ая}}$, $P_{\text{ал10}}$, $P_{\text{атп}}$, $P_{\text{ал0,38}}$ – нормы амортизационных отчислений в процентах на восстановление и капитальный ремонт.

$$I_{\Pi} = \beta_{\text{л10}} \cdot \Delta W_{\text{л10}} + \beta_{\text{тп}} \cdot \Delta W_{\text{тп}} + \beta_{\text{л0,38}} \cdot \Delta W_{\text{л0,38}} =$$

где $\Delta W_{\text{л10}}$, $\Delta W_{\text{тп}}$, $\Delta W_{\text{л0,38}}$ – потери энергии в линии 10 кВ, ТП-10/0,4 кВ, линии 0,38 кВ;

$\beta_{\text{л10}}$, $\beta_{\text{тп}}$, $\beta_{\text{л0,38}}$ – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ:

$$\text{Л1: } W_{\text{Л1}} = 3 \cdot I_{\text{р.макс}}^2 \cdot r_0 \cdot \ell \cdot \tau \cdot 10^{-3} =$$

$$\text{Л2: } W_{\text{Л2}} = 3 \cdot I_{\text{р.макс}}^2 \cdot r_0 \cdot \ell \cdot \tau \cdot 10^{-3} =$$

$$\text{Л3: } W_{\text{Л3 0-1}} = 3 \cdot I_{\text{р.макс}}^2 \cdot r_0 \cdot \ell \cdot \tau \cdot 10^{-3} =$$

$$W_{\text{Л3 1-2}} = 3 \cdot I_{\text{р.макс}}^2 \cdot r_0 \cdot \ell \cdot \tau \cdot 10^{-3} =$$

Издержки на эксплуатацию, включая расходы на зарплату персонала, общесетевые и на текущий ремонт:

$$I_{\text{Э}} = \gamma \cdot N =$$

где N – число условных единиц электропередачи ;

$\gamma = 2740 \frac{\text{руб}}{\text{у.е.}}$ – затраты на обслуживание одной условной единицы.

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$\beta = \beta_{\text{ул0}} + \beta_{\text{пер}} =$$

где $\beta_{\text{ул0}}$ – себестоимость электроэнергии от электростанции до шин ГПП, принимаем равной $70 \frac{\text{кон}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$;

$$\beta_{\text{пер}} = \frac{I_{\Gamma}}{W_{\Gamma}} =$$

где $\beta_{\text{пер}}$ – себестоимость передачи электроэнергии от шин 10 кВ ГПП до зажимов потребителей;

W_{Γ} – годовое потребление электроэнергии.