

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:

$$P_{\partial Л2} = P_{\partial \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\partial i}$$

$$P_{\epsilon Л2} = P_{\epsilon \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{\epsilon i}$$

$$Q_{\partial Л2} = Q_{\partial \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\partial i}$$

$$Q_{\epsilon Л2} = Q_{\epsilon \text{наиб}} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta Q_{\epsilon i}$$

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нагрузка ТП1 определяется суммированием расчетных мощностей линий табличным методом

$$P_{\partial ТП} =$$

$$P_{\epsilon ТП} =$$

$$Q_{\partial ТП} =$$

$$Q_{\epsilon ТП} =$$

Результаты подсчета нагрузок ТП1 сведены в таблицу 2

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

Линия	Потребители	Кол	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.

Таблица 3 – Сводные данные электрических нагрузок подстанций

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

3 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;

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

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 – $t_{\text{ВТ}}$.

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 4.

Таблица 4 – Выбор трансформаторов для потребительских ТП

№ ТП	S _{расч} , кВА	Тип	S _{тн} , кВА	U _{внн} , кВ	U _{ннн} , кВ	ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт	u _к , %	ПБВ, %	ΔW _т , кВтч/Г
1		ТМ		10	0,4			4,5	±2×2,5	
2		ТМ		10	0,4			4,5	±2×2,5	
3		ТМ		10	0,4			4,5	±2×2,5	
4		ТМ		10	0,4			4,5	±2×2,5	
5		ТМ		10	0,4			4,5	±2×2,5	
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.

4 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).

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 5) 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 6.

Таблица 5 – Электрический расчет ВЛ – 10кВ

Потери энергии $\Delta W_{\text{л}}$, кВтч								Итого:
Потери напряжения $\Delta U, \%$	вечером	от ГПП						
		на участке						
	днем	от ГПП						
		на участке						
Марка и сечение провода								
Рабочий ток, А	$I_{\text{в}}$							
	$I_{\text{д}}$							
Расчетная мощность участка	полная, кВА	$S_{\text{в}}$						
		$S_{\text{д}}$						
	реактивная, 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	

Таблица 6 – Данные проводов ВЛ 10 кВ

Провод	D _{ср} , мм	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	I _{р 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:

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

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

аналогично рассчитываются остальные участки, результаты сведены в таблицу 6.

Потери напряжения по всей длине линии от ГПП до конца линии составят ΔU₀₄ = %, ΔU₀₆ = %, 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:

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

где $W_{\text{зод}} = P_{\text{расч}} \cdot T_{\text{max}} =$

- передаваемая за год по ВЛ 10 кВ

электроэнергия, кВтч.

Потери электроэнергии в потребительских трансформаторах:

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

5 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.

По наибольшему значению полной мощности кВА, входящему в интервал по таблице допустимых нагрузок выбираем провод . Выбранное сечение проверяем по допустимому нагреву: $I_{\text{доп}} = \geq I_{\text{р max}} =$. 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) – активная мощность того же максимума, что и реактивная.

$U_{ном} = 380$ В – номинальное напряжение линии;

l – длина участка, м.

Выбирается стандартное сечение провода:

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

Принимаем провод А , проверяем выбранный провод по нагреву:

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

Рассчитываем потери напряжения в линии:

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

$$\Delta U_{6Л2} \% = \frac{(P_{6Л2} \cdot r_0 + Q_{6Л2} \cdot x_0) \cdot l_{Л2}}{U_n^2} \cdot 100 =$$

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 7.

Таблица 7 – Сводные данные расчета линий 0,38 кВ

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

6 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.

Выбирается тип трансформаторной подстанции ТП 1, и приводятся ее основные технические характеристики. В настоящее время устанавливаются комплектные тупиковые однотрансформаторные подстанции типа КТП мощностью 100 кВА, проходные однотрансформаторные 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 $L_{пр 70} = 65$ 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.

сопротивлений (в числителе) и их числовые значения (в знаменателе) приведенные к базисным условиям.

Рисунок 3 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

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

7.3 Сопротивления схемы замещения

Определяются сопротивления схемы замещения, приведенные к базовым условиям.

Сопротивление системы:

$$X_{сб} = \frac{U_{б}^2}{S_{к}^{(3)}} =$$

Сопротивление трансформатора:

$$R_{тб} = \frac{\Delta P_{к}}{S_{тн}} \cdot \frac{U_{б}^2}{S_{тн}} =$$

$$X_{тб} = \frac{U_{р} \%}{100} \cdot \frac{U_{б}^2}{S_{тн}} =$$

Сопротивление линии 10 кВ:

$$R_{б01} = r_{0AC70} \cdot l_{01} \cdot \left(\frac{U_{б}}{U_{сн\text{ом}}} \right)^2 =$$

$$X_{б01} = x_{0AC70} \cdot l_{01} \cdot \left(\frac{U_{б}}{U_{сн\text{ом}}} \right)^2 =$$

Сопротивление линии 0,38 кВ:

$$R_{бл1} = r_{0A35} \cdot l_{л1} \cdot \left(\frac{U_{б}}{U_{сн\text{ом}}} \right)^2 =$$

$$X_{бл1} = x_{0A35} \cdot l_{л1} \cdot \left(\frac{U_{б}}{U_{сн\text{ом}}} \right)^2 =$$

Остальные сопротивления участков ВЛ10 кВ и линий 0,38 кВ рассчитываются аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 10. По найденным сопротивлениям определяются результирующие сопротивления от источника питания до места короткого замыкания.

$$Z_{б\sum 4} = \sqrt{R_{б\sum 4}^2 + X_{б\sum 4}^2} =$$

7.4 Расчет токов короткого замыкания

Трехфазный ток короткого замыкания:

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

Для точек короткого замыкания, в которых $U_{сн\text{ом}} = U_{б}$, выражение принимает вид:

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

Токи двухфазного короткого замыкания:

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

Ударные токи:

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

где K_y – ударный коэффициент, определяемый по выражению:

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

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

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

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;

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

где $Z_m^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус;

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

$$Z_n = L \cdot \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0N})^2 + x_{no}^2}$$

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

L – длина линии;

x_{no} – индуктивное сопротивление току нулевой последовательности, равное 0,6 Ом/км.

Для точки К1:

Трёхфазный:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 1}} =$$

Двухфазный:

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

Для точки К4:

Трёхфазный ток к.з:

$$I_{\kappa 4}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 4}} \cdot \frac{U_{\phi}}{U_{с ном}} =,$$

Двухфазный ток к.з:

$$I_{\kappa 4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 4}^{(3)} \approx 0,87 \cdot I_{\kappa 4}^{(3)} =$$

Ударный коэффициент:

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

Ударный ток к.з:

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

Минимальное фазное напряжение на шинах 0,4 кВ ТП1:

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

Однофазный ток короткого замыкания:

$$I_{\kappa 4}^{(1)} = \frac{U_{\phi \min}}{\frac{1}{3} \cdot Z_m^{(1)} + Z_n} =$$

Таблица 10 – Сводная таблица расчета токов короткого замыкания

Точки к.з	U _{с н} , кВ	Сопrotивление, Ом			K _y	Токи короткого замыкания, кА				S _κ ⁽³⁾ , МВА
		R _Σ	X _Σ	Z _Σ		I _κ ⁽³⁾	I _κ ⁽²⁾	I _κ ⁽¹⁾	i _y	
K1	10,5									
K2	10,5									
K3	10,5									
K4	0,4									
K5	0,4									
K6	0,4									
K7	0,4									

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ТП1

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

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

$$U_{p \text{ ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{c \text{ ном}} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{p \text{ ном}} = A \geq I_{p \text{ раб max}} = \frac{S_{p \text{ раб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{c \text{ н}}} =$$

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

$$I_t^2 \cdot t = 5^2 \cdot 10 = 250 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq I_{\kappa}^{(3)2} \cdot t_{\text{экв}} =$$

$$i_d = 20 \text{ кА} \geq i_y =$$

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

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

t_{экв} – эквивалентное время, примерно равное времени протекания тока I_κ⁽³⁾ может быть принято 2 с;

i_d – ток динамической стойкости разъединителя, равный 20 кА.

Условия выполняются, разъединитель удовлетворяет требованиям.

Выбор рубильника производится аналогично разъединителю:

$$U_{pном} = 500 В \geq U_{сном} = 380 В$$

$$I_{pном} = A \geq I_{pабmax} = \frac{S_{pаб}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}} =$$

Выбираем рубильник РБ – 3 с номинальным током $I_{pном} =$

9 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.

9.1 Защита линий 0,38 кВ (Л-1)

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

Условия выбора следующие:

$$U_{номAB1} \geq U_{номсети}$$

$$I_{номAB1} \geq I_{pабmax}$$

$$I_{трAB1} \geq 1,2 \cdot I_{pабmax}$$

$$I_{элрAB1} \geq I_{пускдв}$$

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

Для определения $I_{пускдв}$ выбираем электродвигатель типа с номинальной мощностью, соответствующей заданному значению (таблица 1) со следующими паспортными данными: $P_n =$ кВт, $I_{ном} =$ А; $k_i =$.
Выбираем АВ (автоматический выключатель) серии ВА с параметрами:

$$U_{номAB1} = B \geq U_{номсети} = B$$

$$I_{номAB1} = A \geq I_{pабmax} = A$$

$$I_{трAB1} = A \geq 1,2 \cdot I_{pабmax} = A$$

$$I_{элрAB1} = A \geq I_{пускдв} = A$$

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

Выбираем выключатель серии АЗ716Б по параметрам сети:

$$U_{номAB2} = 660 В \geq U_{номсети} = 380 В$$

$$I_{номAB2} = 160 А \geq I_{pабmax} = А$$

по условию селективности:

$$I_{трAB2} = А > I_{трAB1} = А$$

$$I_{элрAB2} = А > I_{элрAB1} = А$$

Оценка чувствительности защиты Л1

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

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

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

9.2 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 мощным потребителем в Л2 является . Для него устанавливаем на вводе автоматический выключатель серии ВА с параметрами:

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

$$I_{\text{ном}AB1} = \quad A \geq I_{\text{рабmax}} = \quad A$$

$$I_{\text{тр}AB1} = \quad A \geq 1,2 \cdot I_{\text{рабmax}} =$$

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

Защиту линии Л2 выполним на одноступенчатом автоматическом выключателе АВ2, серии АЗ716Б с тепловым и электромагнитным расцепителями.

Условия выбора АВ2 по параметрам сети:

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

$$I_{\text{ном}AB2} = 160 \text{ А} \geq I_{\text{рабmax}} = \quad A$$

по условию селективности:

$$I_{\text{рабmax}} = \quad A < I_{\text{тр}AB2} = \quad A > I_{\text{тр}AB1} = \quad A$$

$$I_{\text{эр}AB2} = \quad A > I_{\text{эр}AB1} = \quad A$$

Оценка чувствительности защиты Л2

$$K_{\text{чтр}} = \frac{I_{\kappa \min K6}^{(1)}}{I_{\text{тр}AB2}} = \geq 3$$

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

Таким образом, защита линии Л-2 автоматическим выключателем АЗ716Б чувствительна к токам перегрузки и обладает требуемой селективностью действия.

9.3 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 мощным потребителем в Л3 является . Для него устанавливаем на вводе автоматический выключатель серии ВА с параметрами:

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

$$I_{\text{ном}AB1} = \quad A \geq I_{\text{рабmax}} = \quad A$$

$$I_{mpAB1} = A \geq 1,2 \cdot I_{pabmax} =$$

$$I_{элрAB1} =$$

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

Защиту линии ЛЗ выполним на однотипном подстанционном автоматическом выключателе АВ2, серии АЗ716Б с тепловым и электромагнитным расцепителями.

Условие выбора АВ2 по параметрам сети:

$$U_{номAB2} = 660 \text{ В} \geq U_{номсети} = 380 \text{ В}$$

$$I_{номAB2} = 160 \text{ А} \geq I_{pabmax} = \text{А}$$

по условию селективности:

$$I_{pabmax} = \text{А} < I_{mpAB2} = \text{А} > I_{mpAB1} = \text{А}$$

$$I_{элрAB2} = \text{А} > I_{элрAB1} = \text{А}$$

Оценка чувствительности защиты ЛЗ

$$K_{чтр} = \frac{I_{кmin K7}^{(1)}}{I_{mpAB2}} = < 3$$

$$K_{чэр} = \frac{I_{кmax K4}^{(3)}}{I_{эрAB2}} = \geq 1,2$$

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 $I_{ср}^{(2)}$ находится:

$$I_{ср}^{(2)} = K_n \cdot K_z \cdot I_{pabmax} =$$

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

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

Оценка чувствительности определяется по минимальному двухфазному току КЗ:

$$K_{чрасч}^{(2)} = \frac{I_{кmin K7}^{(2)}}{I_{уст}^{(2)}} = \geq K_{чдон}^{(2)} = 1,5$$

Защита чувствительна к междуфазным токам КЗ.

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

$$I_{нес} = K_{нес} \cdot I_{pabmax} =$$

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:

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

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 $I_{уст}^{(1)} =$ А.

Определяем чувствительность этой защиты:

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

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: $I_{уст}^{(2)} =$ А, $I_{уст}^{(1)} =$ А.

9.4 Защита трансформатора 10/0,4 кВ

Трансформаторы защищаются плавкими предохранителями типа ПКТ-10.

Основные условия выбора плавких предохранителей:

$$U_{пред} \geq U_{номсети}$$

$$I_{номоткл} \geq I_{к\ max}$$

$$I_{номвст} \approx 2 \cdot I_{номтр}$$

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.

9.5 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:

$$I'_{сз\ расч} = \frac{K_n \cdot K_з}{K_в} \cdot I_{р\ max} =$$

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

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

$K_з$ - коэффициент самозапуска, $K_з = 1,1$ 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).

$$I''_{сз\ расч} =$$
 А

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

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:

$$I_{ТТ1ном} = 150 \text{ А} \geq I_{p \max} = \text{А}$$

Определяем уставку тока на реле:

$$I_{уст} = \text{А} \geq I_{cp} = \text{А}$$

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:

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

Проверяется чувствительность защиты:

$$K_{ч \text{ расч}} = \frac{I_{\kappa \min}}{I_{сзд}} = \frac{I_{\kappa 3}^{(2)}}{I_{сзд}} = > K_{чув доп} = 1,5$$

Расчет токовой отсечки на РТМ

Ток срабатывания токовой отсечки выбирается по двум условиям:

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

$$I'_{со \text{ расч}} = K_n \cdot I_{\kappa 2}^{(3)} =$$

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):

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

Большее значение принимаем за расчетное.

Определяем ток срабатывания реле отсечки:

$$I_{сро} = \frac{K_{cx}}{K_I} \cdot I_{со \text{ расч}} =$$

Определяем уставку тока на реле:

$$I_{усто} = \text{А} \geq I_{сро} = \text{А}$$

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:

$$I_{сод} = \frac{K_I}{K_{cx}} \cdot I_{усто} =$$

Чувствительность защиты:

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

9.6 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 линий 0,38кВ. Защита выполнена на автоматическом выключателе АЗ716Б с тепловым и электромагнитным расцепителями. Токовременная характеристика заносится в таблицы 11, 12.

Таблица 11 – Токовременная характеристика защиты Л1 (АЗ716Б $I_{нр} =$ А)

I, А											
t, с											

Таблица 12 – Токовременная характеристика защиты Л2 (АЗ716Б $I_{нр} =$ А)

I, А											
t, с											

Строится токовременная характеристика защиты Л3. Линия Л3 защищается автоматическим выключателем серии АЗ716Б 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 ЛЗ

$$(3T - 0,4 I_{уст}^{(2)} = A, \quad t_y = 0,3 c)$$

I, A									
t, c									

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

$$(ПКТ - 10 I_{вст} = A)$$

I, A										
t, c										
I _{нн} , A										

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

Таблица 15 – Токовременная характеристика защиты ВЛ 10 кВ

K	1	1,2	1,5	1,7	2,0	2,5	3,0	3,5	I _{сод}	I _{кл} ⁽³⁾
I, A										
t, c	10	5	3,5	3	2,3	1,5	1,2	1,0	0,1	0,1
I _{нн} , A										

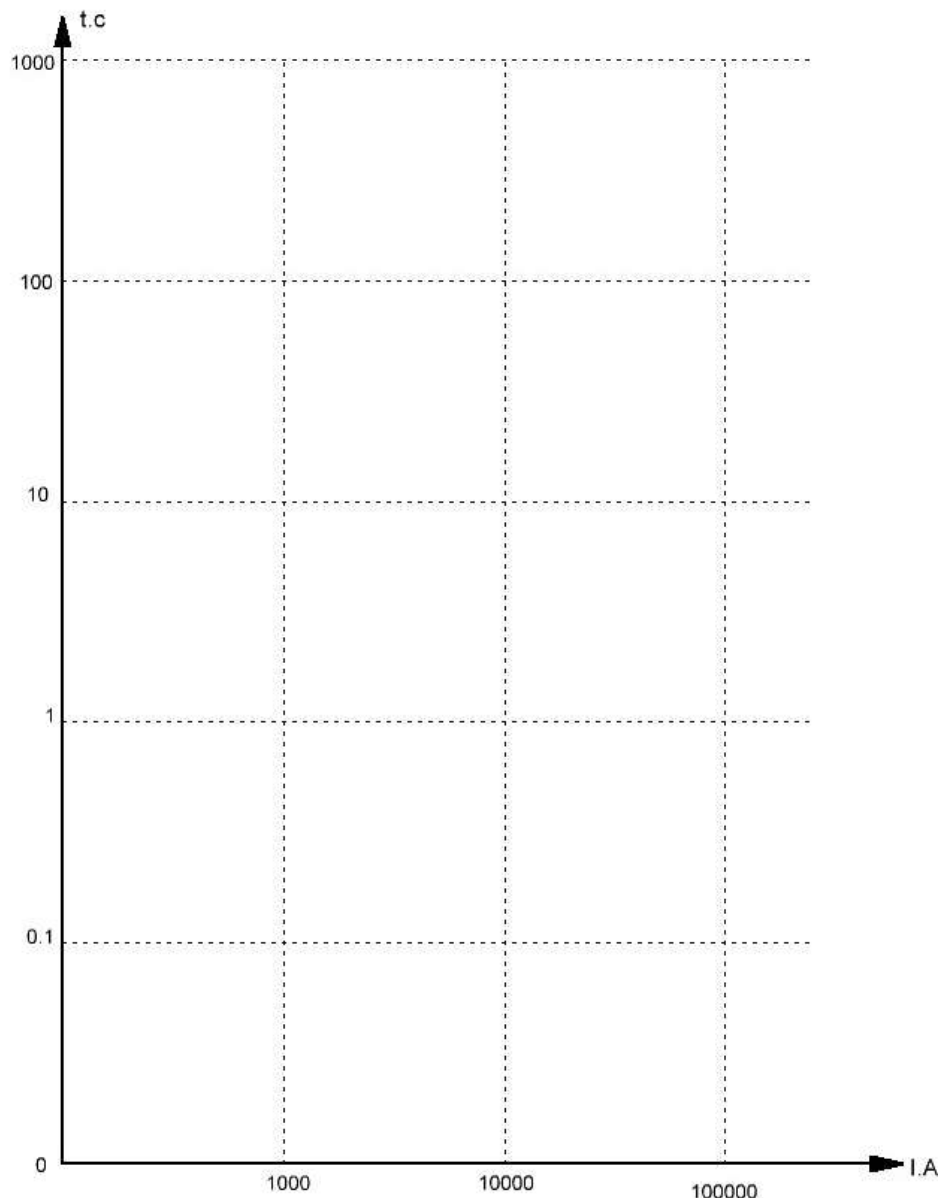


Рисунок 6 – График согласования защит

10 ВОПРОСЫ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

Вся грозозащитная аппаратура подстанции подключается к контуру заземления, сопротивление которого 4 Ом. Расчет контура заземления рекомендуется выполнять следующим образом.

Сети 0,38 кВ с целью безопасности обеспечиваются заземлением. Грозозащитное заземление выполняется в начале и в конце линии, через 100...200 метров, а также на опорах, от которых выполняется ввод в общественные, животноводческие и складские помещения. Из раздела 2 следует, что необходимо для безопасного электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, сделать $n =$ повторных заземлений.

Контур заземления выполнен в виде прямоугольника размерами $S = a \times b = 5 \times 5 \text{ м}^2$, в качестве вертикальных заземлителей взяты стальные стержни длиной 5 м, диаметром 12 мм, соединенных между собой таким же стержнем на глубине 0,8 м. Глубина заложения стержня от поверхности земли 0,7 м. Удельное сопротивление грунта, измеренное в сухую погоду $\rho_{\text{зр}} = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, ТП – 10/04 кВ расположена во второй климатической зоне.

Сопротивление вертикального заземлителя:

$$R_{\text{з}} = \frac{0,366}{\ell} \times \rho_{\text{рас}} \times \left(\ell g \frac{\kappa \times \ell}{d} + 0,5 \times \ell g \frac{4 \times h_{\text{сп}} + 1}{4 \times h_{\text{сп}} - 1} \right) =$$

где $\kappa = 2$ – числовой коэффициент для стержней или труб;

$\rho_{\text{рас}}$ – расчетное сопротивление грунта, $\text{Ом} \cdot \text{м}$;

$K_{\text{с}}$ – коэффициент сезона;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, учитывающий при каких климатических условиях производятся измерения;

d – внешний диаметр трубы, стержня, а для уголка ширина полки, м;

ℓ – длина электрода, м;

$h_{\text{сп}}$ – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины трубы, стержня, уголка, м (рисунок 7)

$$\rho_{\text{рас}} = K_{\text{с}} \times K_{\text{з}} \times \rho_{\text{зр}} =$$

$$h_{\text{сп}} = h + \frac{\ell}{2} =$$

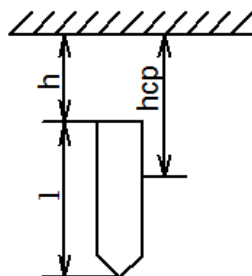


Рисунок 7 – Расположение вертикального заземлителя

Сопротивление повторного заземления:

$$R_{\text{п.з.}} = 30 \times \frac{\rho_{\text{рас}}}{100}$$

Следовательно, для повторных заземлений берется стержень диаметром 12 мм, длиной 5 м, сопротивление которого соответствует допустимому значению.

Общее сопротивление всех повторных заземлений составит:

$$R_{n.з.} = \frac{R_6}{n_{n.з.}} =$$

где $n_{n.з.}$ - количество повторных заземлений.

Расчетное сопротивление заземления нейтрали трансформатора с учетом повторных заземлений:

$$R_{исх} = \frac{R_3 \times R_{n.з.}}{R_3 - R_{n.з.}} =$$

где $R_3 = 4 \text{ Ом}$ – нормированное сопротивление заземляющего устройства, Ом

Следовательно, согласно ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства при присоединении к нему электрооборудования напряжением до 1000 В не должно быть более 10 Ом, тогда в расчетах принимается $R_{исх} =$.

Теоретическое число стержней (уголков):

$$n_T = \frac{R_6}{R_{исх}} =$$

Принимаем $n_T =$, располагаем их в грунте на расстоянии друг от друга:

$$a = \frac{\ell_{\text{полосы}}}{n_T} = \frac{20}{5}$$

где $\ell_{\text{полосы}}$ - длина полосы связи

$$\ell_{\text{полосы}} = (2 \times A) + (2 \times B) = (2 \times 5) + (2 \times 5) = 20 \text{ м}$$

где «А» и «В» - размеры контура заземления, м

Сопротивление полосы связи:

$$R_n = \frac{0,366 \times \rho_{\text{рас}}}{\ell_{\text{полосы}}} \times \lg \frac{2 \times \ell_{\text{полосы}}^2}{d \times h_{\text{полосы}}} =$$

где d – диаметр круглой стали или ширина полосы прямоугольного сечения, м;

$h_{\text{полосы}}$ – глубина заложения горизонтального заземлителя, м

$$\text{Находим отношение: } \frac{a}{\ell} = \frac{5}{5} = 1$$

По этому отношению и количеству стержней теоретическому, определяются коэффициенты экранирования вертикальных η_6 и горизонтальных η_z заземлителей: $\eta_6 = 0,73$ $\eta_z = 0,6$

Действительное число стержней:

$$n_0 = \frac{R_6 \times \eta_z}{\eta_6} \times \left(\frac{1}{R_{исх}} - \frac{1}{R_z} \right) =$$

Принимаем к монтажу $n_0 =$

Действительное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_{исх.дейст} = \frac{R_6 \times R_z}{R_z \times \eta_0 \times \eta_6 + R_6 \times \eta_z} = \leq 10 \text{ Ом}$$

Действительное сопротивление заземляющего устройства с учетом повторных заземлений нулевого провода:

$$R_{расч} = \frac{R_{исх.дейст} \times R_{n.з.}}{R_{исх.дейст} + R_{n.з.}} =$$

$$R_{расч} = \text{Ом} \leq R_3 = 4 \text{ Ом}$$