

## Введение

Электроэнергетика России играет огромную роль в обеспечении нормального функционирования экономики страны. Главный потребитель электроэнергии - промышленность (около 60%). Там электроэнергия используется в качестве двигательной силы и для осуществления ряда технологических процессов. То, что продукция электроэнергетики не может накапливаться, а передается по линиям электропередачи, значительно расширяет географию размещения предприятий. Размещение предприятий самой электроэнергетики зависит от расположения топливно-энергетических ресурсов и потребителей. Производство электроэнергии в России обладает высокой степенью централизации (доля электроэнергии, производимой на электростанциях общего пользования) - 98,1%.

Важная особенность электроэнергии России - существование энергосистем, объединенных в Единую энергосистему. Это дает возможность эффективнее распределять электроэнергию по территории страны. Еще одной особенностью размещения электроэнергетики России является высокая концентрация предприятий в районах с низкой и средней обеспеченностью топливно-энергетическими ресурсами: Поволжье, Урал, Центральный район и др.

В основу структуры энергосистем положены технологический, территориальный и временной признаки.

Технологический признак характеризуется тесными производственными, экономическими и техническими связями между большими функциональными производственными системами, образующими топливно-энергетический комплекс страны. Эти связи определяются взаимозаменяемостью энергоресурсов и энергетических установок и преобразованием в процессе энергоснабжения одних видов энергии в другие. Они должны учитываться в процессе системного подхода

					ФЮРА. 140205.002 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		И.Ю. Голодников			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		А.А.Бацев						
Консульт								
Н.контр.								
Утв.								
						ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201		

к выбору наиболее рациональных путей централизованного энергоснабжения народного хозяйства и экономического анализа при проектировании и эксплуатации энергетических установок.

Территориальный признак характеризуется разделением энергосистем по специфике развития на соответствующие подсистемы, охватывающие экономические районы страны с общими характерными признаками народнохозяйственного и энергетического развития. Совокупность энергетических установок и связей между узлами и центрами энергоснабжения образуют локальные системы энергоснабжения, конечными элементами которых являются отдельные потребители энергии.

Временной признак характеризует энергосистемы с точки зрения организационной структуры планирования, проектирования и управления, а также повышения эффективности их функционирования.

Развитие электроэнергетических систем обеспечивается сооружением мощных электростанций, линий электропередач, подстанций и распределительных сетей по заранее разработанным проектам.

Все энергетические объекты проектируются на основе технико-экономических обоснований целесообразности и необходимости их сооружения. Поскольку отдельные энергетические объекты являются составными элементами энергосистем, их разработке предшествует составление схем электроснабжения крупных районов страны и схем развития энергосистем. Затем производится технико-экономическое изучение каждого элемента во всех его взаимосвязях и оптимизация его параметров по совокупному экономическому эффекту и условиям развития энергосистемы в целом. В технико-экономическом обосновании, разрабатываемом с учетом существующей схемы энергоснабжения района и ее дальнейшего развития, уточняется выработка электроэнергии в системе, определяются основные показатели сооружаемых электростанций, выбираются схемы связи электростанций с сетями энергосистемы, обосновываются типы и параметры основного оборудования.

## 1. Исходные данные для расчета электрической сети

Схемы электрических сетей должны обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у потребителей, удобство и безопасность эксплуатации, возможность дальнейшего развития сети и подключения новых потребителей.

В проекте решается вопрос о необходимом количестве линий электропередач для потребителя. Производится расчет реально существующей сети и поэтому расчет ведется только по одному варианту. Исходные данные для расчета электрической сети приведены в таблице 1.1 и таблице 1.2

Таблица 1.1 Исходные данные для воздушной линии

Участок	Длина линии, км	Марка провода	I участка, кА
Юлдыбаево-Юбилейная	28,3	АС – 150/24	0,146

Таблица 1.2 Исходные данные для подстанции

Наименование подстанции	Мощность нагрузки	
	$P$ , МВт	$S$ , МВА
Юбилейная	14,4	16

					ФЮРА. 140205.002 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Исходные данные	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		И.Ю. Голодников						
Руковод.		А.А.Бацев						
Консульт								
Н.контр.								
Утв.						ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201		

2. Механический расчет проводов воздушной линии электропередач  
110 кВ «Юлдыбаево – Юбилейная».

Механический расчет проводов производим для воздушной линии электропередач 110 кВ «Юлдыбаево – Юбилейная», выполненной проводом типа АС – 150/24 и протяженностью 28,3 км. Линия проектируется для II района гололедообразования с толщиной стенки гололеда  $c = 10$  мм и III ветрового района со скоростным напором ветра  $q = 50$  кгс/м<sup>2</sup> с температурами  $t_{\text{мин}} = -40$  °С,  $t_{\text{эксп}} = 0$  °С,  $t_{\text{макс}} = +40$  °С. Температура образования гололеда  $t_{\text{г}} = -5$  °С.

Исходные данные для определения удельных нагрузок выбираем из справочных данных [7, стр.84, таб.3.5]: сечение алюминия 150 мм<sup>2</sup>, сечение стали 24 мм<sup>2</sup>, общее сечение провода  $F = 174$  мм<sup>2</sup>, диаметр провода  $d = 17,1$  мм, масса 1 км  $G = 599$  кг.

Определяем удельную нагрузку от собственной массы провода:

$$\gamma_1 = \frac{G^2}{F}; \quad (2.1)$$

$$\gamma_1 = \frac{599 \times 10^{-3}}{174} = 3,44 \times 10^{-3} \text{ кгс} / \text{м} \times \text{мм}^2.$$

Определяем удельную нагрузку от массы гололеда:

$$\gamma_2 = \frac{0,9\pi c(d+c)}{F}; \quad (2.2)$$

$$\gamma_2 = \frac{0,9 \times 3,14 \times 10 \times (17,1 + 10)}{174} = 4,4 \times 10^{-3} \text{ кгс} / \text{м} \times \text{мм}^2.$$

					ФЮРА. 140205.002 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		И.Ю. Голодников			Механический расчет воздушной линии	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		А.А.Бацев						
Консульт								
Н.контр.								
УТВ.								
						ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201		

Определяем нагрузку от массы провода с гололедом:

$$\begin{aligned}\gamma_3 &= \gamma_1 + \gamma_2; \\ \gamma_3 &= 3,44 \times 10^{-3} + 4,4 \times 10^{-3} = 7,84 \times 10^{-3} \text{ кгс} / \text{м} \times \text{мм}^2.\end{aligned}\quad (2.3)$$

Определяем удельную нагрузку от ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{\alpha C_x q d}{F}, \quad (2.4)$$

где  $\alpha = 0,783$  при  $q = 50$  кгс/м<sup>2</sup> – коэффициент, учитывающий неравномерность давления ветра по гололеду;

$C_x = 1,2$  при  $d < 20$  мм – коэффициент лобового сопротивления.

$$\gamma_4 = \frac{0,783 \times 1,2 \times 50 \times 17,1 \times 10^{-3}}{174} = 4,62 \times 10^{-3} \text{ кгс} / \text{м} \times \text{мм}^2.$$

Определяем удельную нагрузку от ветра на провод с гололедом:

$$\gamma_5 = \frac{\alpha C_x \times 0,25 q (d + 2c)}{F}, \quad (2.5)$$

Принимаем  $\alpha = 1$  при скоростном напоре менее 27 кгс/м<sup>2</sup> и  $C_x = 1,1$ , поскольку диаметр провода, покрытого гололедом, превосходит 20 мм, тогда

$$\gamma_5 = \frac{1 \times 1,1 \times 0,25 \times 50 \times (17,1 + 2 \times 10)}{174} = 2,93 \times 10^{-3} \text{ кгс} / \text{м} \times \text{мм}^2.$$

Определяем удельную нагрузку от ветра и веса провода без гололеда:

$$\begin{aligned}\gamma_6 &= \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}; \\ \gamma_6 &= \sqrt{3,44^2 + 4,62^2} = 5,76 \times 10^{-3} \text{ кгс} / \text{м} \times \text{мм}^2.\end{aligned}\quad (2.6)$$

Определяем удельную нагрузку от ветра и веса провода с гололедом:

$$\begin{aligned}\gamma_7 &= \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}; \\ \gamma_7 &= \sqrt{7,84^2 + 2,93^2} = 8,37 \times 10^{-3} \text{ кгс} / \text{м} \times \text{мм}^2.\end{aligned}\quad (2.7)$$

По таблицам [4, гл.2.4, табл.2.5.7, табл.2.5.8] выбираем для провода АС – 150 модуль упругости  $E = 8,45 \cdot 10^3$  кгс/мм<sup>2</sup>, температурный коэффициент линейного удлинения  $\alpha = 18,9 \cdot 10^{-6}$  1/град, допускаемые напряжения при наибольшей нагрузке  $\sigma_{\Gamma} = 12,2$  кгс/мм<sup>2</sup>, при низшей температуре  $\sigma_{\text{н}} = 10,7$  кгс/мм<sup>2</sup>, при среднегодовой температуре  $\sigma_{\text{с}} = 7,25$  кгс/мм<sup>2</sup>.

Определяем критические пролеты по формулам 2.8 – 2.10:

$$l_{1K} = \frac{\sigma_H}{\gamma_1} \sqrt{\frac{\alpha E(t_{\text{ЭКСП}} - t_{\text{МИН}}) - (\sigma_H - \sigma_{\text{Э}})}{\frac{E}{24} \left[ \left( \frac{\sigma_H}{\sigma_{\text{Э}}} \right)^2 - 1 \right]}}; \quad (2.8)$$

$$l_{1K} = \frac{10,7}{3,44 \cdot 10^{-3}} \sqrt{\frac{18,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 (0 + 40) - (10,7 - 7,25)}{\frac{8,45 \cdot 10^3}{24} \left[ \left( \frac{10,7}{7,25} \right)^2 - 1 \right]}} = 262 \text{ м},$$

$$l_{2K} = \frac{\sigma_{\Gamma}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{(\sigma_{\Gamma} - \sigma_H) + \alpha E(t_{\Gamma} - t_{\text{МИН}})}{\frac{E}{24} \left[ \left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\Gamma}}{\sigma_H} \right)^2 \right]}}; \quad (2.9)$$

$$l_{2K} = \frac{12,2}{3,44 \cdot 10^{-3}} \sqrt{\frac{(12,2 - 10,7) + 18,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 (-5 + 40)}{\frac{8,45 \cdot 10^3}{24} \left[ \left( \frac{8,37}{3,44} \right)^2 - \left( \frac{12,2}{10,7} \right)^2 \right]}} = 234 \text{ м},$$

$$l_{3K} = \frac{\sigma_{\Gamma}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{(\sigma_{\Gamma} - \sigma_{\text{Э}}) + \alpha E(t_{\Gamma} - t_{\text{ЭКСП}})}{\frac{E}{24} \left[ \left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\Gamma}}{\sigma_{\text{Э}}} \right)^2 \right]}}; \quad (2.10)$$

$$l_{3K} = \frac{12,2}{3,44 \cdot 10^{-3}} \sqrt{\frac{(12,2 - 7,25) + 18,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 (-5 + 0)}{\frac{8,45 \cdot 10^3}{24} \left[ \left( \frac{8,37}{3,44} \right)^2 - \left( \frac{12,2}{7,25} \right)^2 \right]}} = 219 \text{ м},$$

При соотношении пролетов  $l_{1K} > l_{2K} > l_{3K}$  расчетным критическим пролетом является  $l_{2K}$  и исходными напряжениями  $\sigma_{\Gamma}$  и  $\sigma_{\text{н}}$ . Задаем расчетным пролетом  $l = 300$  м. Так как заданный пролет больше  $l_{2K}$ , то необходимо использовать уравнение состояния провода в пролете, исходящее из напряжений и нагрузок при гололеде и ветре

$$\sigma - \frac{\gamma^2 E l^2}{24 \sigma^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 E l^2}{24 \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha E (t - t_{\Gamma}); \quad (2.11)$$

Рассчитываем режим, при котором провода покрыты гололедом,  $t = -5^{\circ}\text{C}$ , ветра нет.

$$\begin{aligned} \sigma - \frac{\gamma_3^2 El^2}{24\sigma^2} &= \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 El^2}{24\sigma_{\Gamma}^2} - \alpha E(t - t_{\Gamma}) \\ \sigma - \frac{7,84^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24\sigma^2} &= \\ &= 12,2 - \frac{8,37^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24 \cdot 12,2^2} - 18,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5); \\ \sigma - \frac{1948}{\sigma^2} &= -2,7 \text{ или } f(\sigma) = \sigma^3 + 2,7\sigma^2 - 1948 = 0 \end{aligned}$$

Решение полученного кубического уравнения выполняем методом систематизированного подбора.

Соответствующие вычисления сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Корни и решения кубического уравнения

$\sigma$	$\sigma^3$	$\sigma^2$	$2,7\sigma^2$	$f(\sigma)$
12	1728	144	388.8	168.8
11.8	1643	139.24	375.95	70.98
11.7	1602	136.89	369.603	23.216
11.67	1589	136.19	367.7	9.034
11.65	1581	135.72	366.45	-0.382

Корнем этого уравнения можно считать  $\sigma = 11,65 \text{ кгс/мм}^2$ .

Вычислим стрелу провеса провода для этого режима

$$f_{-5} = \frac{\gamma_3 l^2}{8\sigma}; \tag{2.12}$$

$$f_{-5} = \frac{7,84 \cdot 10^{-3} \cdot 300^2}{8 \cdot 11,65} = 7,57 \text{ м}$$

Рассчитаем режим при  $t = -5^{\circ}$  без гололеда с ветром

$$\sigma - \frac{\gamma_6^2 El^2}{24\sigma^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 El^2}{24\sigma_{\Gamma}^2} - \alpha E(t - t_{\Gamma})$$

$$\sigma - \frac{5,76^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24\sigma^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{8,37^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24 \cdot 12,2^2} - 18,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma - \frac{1051}{\sigma^2} = -2,7 \text{ или } f(\sigma) = \sigma^3 + 2,7\sigma^2 - 1051 = 0$$

$$\sigma = 9,34 \text{ кгс/мм}^2.$$

Вычислим стрелу провеса провода для этого режима

$$f_{-5} = \frac{\gamma_6 l^2}{8\sigma} = \frac{5,76 \cdot 10^{-3} \cdot 300^2}{8 \cdot 9,34} = 6,94 \text{ м}$$

Рассчитаем режим при  $t = 0^0$  без ветра и гололеда

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 E l^2}{24\sigma^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 E l^2}{24\sigma_{\Gamma}^2} - \alpha E(t - t_{\Gamma})$$

$$\sigma - \frac{3,44^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24\sigma^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{8,37^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24 \cdot 12,2^2} - 18,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot (0 - (-5));$$

$$\sigma - \frac{375}{\sigma^2} = -3,5 \text{ или } f(\sigma) = \sigma^3 + 3,5\sigma^2 - 375 = 0;$$

$$\sigma = 6,21 \text{ кгс/мм}^2.$$

Вычислим стрелу провеса провода для этого режима

$$f_0 = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma} = \frac{3,44 \cdot 10^{-3} \cdot 300^2}{8 \cdot 6,21} = 6,23 \text{ м}$$

Рассчитаем режим при  $t = 15^0$ , ветра и гололеда нет

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 E l^2}{24\sigma^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 E l^2}{24\sigma_{\Gamma}^2} - \alpha E(t - t_{\Gamma})$$

$$\sigma - \frac{3,44^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24\sigma^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{8,37^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24 \cdot 12,2^2} - 18,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot (15 - (-5));$$

$$\sigma - \frac{375}{\sigma^2} = -5,9 \text{ или } f(\sigma) = \sigma^3 + 5,9\sigma^2 - 375 = 0$$

$$\sigma = 5,69 \text{ кгс/мм}^2.$$

Вычислим стрелу провеса провода для этого режима

$$f_{15} = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma} = \frac{3,44 \cdot 10^{-3} \cdot 300^2}{8 \cdot 5,69} = 6,8 \text{ м}$$

Рассчитаем режим при низшей температуре  $t = -40^0$  без ветра и гололеда.

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 E l^2}{24\sigma^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_{\Gamma}^2 E l^2}{24\sigma_{\Gamma}^2} - \alpha E(t - t_{\Gamma})$$

$$\sigma - \frac{3,44^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24\sigma^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{8,37^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24 \cdot 12,2^2} - 18,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot (-40 - (-5));$$

$$\sigma - \frac{375}{\sigma^2} = 2,9 \text{ или } f(\sigma) = \sigma^3 - 2,9\sigma^2 - 375 = 0$$

$$\sigma = 8,32 \text{ кгс/мм}^2.$$

Вычислим стрелу провеса провода для этого режима

$$f_{-40} = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma} = \frac{3,44 \cdot 10^{-3} \cdot 300^2}{8 \cdot 8,32} = 4,65 \text{ м}$$

Рассчитаем режим при максимальной температуре  $t = 40^0$  без ветра и гололеда.

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 E l^2}{24\sigma^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_{\Gamma}^2 E l^2}{24\sigma_{\Gamma}^2} - \alpha E(t - t_{\Gamma})$$

$$\sigma - \frac{3,44^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24\sigma^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{8,37^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot 300^2}{24 \cdot 12,2^2} - 18,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8,45 \cdot 10^3 \cdot (40 - (-5));$$

$$\sigma - \frac{375}{\sigma^2} = -9,9 \text{ или } f(\sigma) = \sigma^3 + 9,9\sigma^2 - 375 = 0$$

$$\sigma = 5,014 \text{ кгс/мм}^2.$$

Вычислим стрелу провеса провода для этого режима

$$f_{40} = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma} = \frac{3,44 \cdot 10^{-3} \cdot 300^2}{8 \cdot 5,014} = 7,72 \text{ м}$$

Выполнив механический расчет, убедились, что не в одном из рассчитанных режимов напряжение в материале провода не достигло допустимых значений.

Максимальное значение стрелы провеса провода  $f_{\text{макс}} = 7,72$  м достигается при максимальной температуре.

Выбираем тип промежуточной опоры для рассчитанного пролета. Подсчитываем расчетную высоту опоры от поверхности земли до нижней траверсы

$$H_{\text{РАСЧ}} = h + f_{\text{МАКС}} + \lambda, \quad (2.13)$$

где  $h$  – наименьшее расстояние от проводов воздушных линий до поверхности земли;

$\lambda$  – высота гирлянды изоляторов. Для воздушной линии 110 кВ можно принять  $\lambda = 1,3$  м.

При напряжении линии до 110 кВ  $h = 7$  м в населенной местности. При этих условиях:

$$H_{\text{РАСЧ}} = 7 + 7,72 + 1,3 = 16,02 \text{ м}$$

Выбираем по [8, стр.43, таб.1.31] промежуточную железобетонную опору типа ПБ 110-3 с  $H_{\text{СТАНД}} = 14,5$  м. Выбранная опора короче расчетной на 1,52 м. Для того чтобы расстояние  $h$  осталось прежним, надо уменьшить расчетный пролет, так, чтобы

$$f'_{\text{МАКС}} = f_{\text{МАКС}} - 1,52 = 7,72 - 1,52 = 6,2 \text{ м}$$

Новому значению  $f'_{\text{МАКС}}$  соответствует скорректированный расчетный пролет  $l'$ , величину которого приближенно можно определить из соотношения

$$l' = \sqrt{\frac{f'_{\text{МАКС}} 8\sigma}{\gamma_1}}; \quad (2.14)$$

$$l' = \sqrt{\frac{6,2 \cdot 8 \cdot 5,014}{3,44 \cdot 10^{-3}}} = 269 \text{ м}$$

### 3. Плавка гололеда на воздушных линиях электропередач

#### 3.1 Виды гололёдных отложений и условия их образования

Видами обледенения проводов, имеющими практическую значимость для эксплуатации воздушных линий, являются гололёд, зернистая и кристаллическая изморозь, мокрый снег и сложные отложения. Основным признаком, позволяющим отличить один вид обледенения от другого, является структура, от которой зависит плотность отложения, его цвет, форма и другие свойства.

Гололёд – слой льда, образующийся на любых предметах и на поверхности земли при морозе вследствие намерзания капель переохлаждённого дождя, мороси или тумана (процесс кристаллизации).

Разновидности гололёда в зависимости от условий их образования отличаются друг от друга формой отложения на проводах, а некоторые из них и плотностью. К наиболее часто встречающимся разновидностям гололёда относятся такие, как гребнеобразный, овалообразный, футлярообразный и волнистообразный гололёд, с плотностью 0,7-0,9 г/см<sup>3</sup>.

Для Башкирии характерны отложения гололёда обычно при следующих условиях: слабых морозах в интервалах от 0<sup>0</sup> до минус 2<sup>0</sup> – в 83% случаев, в интервале от 0<sup>0</sup> до минус 5<sup>0</sup> – в 96%; высокой влажности в интервалах 100-96% - в 88% случаев и 100-91% - в 100%; при скоростях ветра в интервалах 2-8 м/с – в 56% случаев, 2-12 м/с – в 77%.

Зернистая изморозь – рыхлый снеговидный осадок матово-белого цвета, имеющий вид аморфного (не кристаллического) осадка. Иногда поверхность её бывает бугристой и даже игольчатой, но иглы обычно матовые, шершавые, без кристаллических граней.

					ФЮРА. 140205.002 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		И.Ю. Голодников			Плавка гололеда на воздушных линиях электропередач	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		А.А.Бацев						
Консульт								
Н.контр.								
Утв.								
						ТПУ ИнЭО Гр. 3-9201		

Зернистая изморозь образуется вследствие намерзания на проводе переохлаждённых капель тумана. Капли тумана при соприкосновении с проводом замерзают настолько быстро, что не успевают потерять своей формы и дают снеговидное отложение, состоящее из отдельных мелких ледяных зёрен, не различимых глазом, но хорошо видимых при увеличении.

Зернистая изморозь иногда внешне схожа с мутным гололёдом и отличается от него тем, что при изломе крошится.

Температура воздуха при образовании зернистой изморози ниже, чем при гололёде. Она образуется в интервалах температур от минус  $3^{\circ}$  до минус  $8^{\circ}$  – в 61% случаев; относительной влажности 100-96% - в 70% случаев; 100 - 91% - в 100% случаев; скорости ветра 2-6 м/с – в 66%; в интервале 2-10 м/с – в 84% случаев.

По внешним признакам и условиям образования различаются две разновидности зернистой изморози: веерообразная и пластинчатая. Веерообразная изморозь имеет плотность 0,1- 0,3 г/см<sup>3</sup>, пластинчатая – 0,4-0,6 г/см<sup>3</sup>.

Кристаллическая изморозь – белый осадок, состоящий из кристаллов льда весьма нежной тонкой структуры, имеющий вид пушистых гирлянд, легко осыпавшихся при ветре и встряхивании.

Кристаллическая изморозь часто образуется в ночные часы при безоблачном небе или тонких облаках при низкой температуре воздуха в тихую погоду, когда в воздухе наблюдается туман или дымка. При этих условиях водяной пар непосредственно переходит в лёд, образуя кристаллы изморози (процесс сублимации).

Кристаллическая изморозь образуется в интервалах температур от минус  $12^{\circ}$  – минус  $23^{\circ}$  – в 77% случаев; относительной влажности, не очень высокой, 95-81% - в 81% случаев; скорости ветра от 0 до 6 м/с – в 93% случаев; случаев образования кристаллической изморози при скоростях ветра более 8 м/с не отмечено.

Хотя плотность кристаллической изморози невелика (обычно 0,01-0,08 г/см<sup>3</sup>) и нагрузки от её веса редко достигают опасных значений для

линий электропередачи, однако для некоторых районов она имеет большую повторяемость, а иногда и большую плотность (0,12-0,25 г/см<sup>3</sup>).

Кроме того, наличие кристаллической изморози на проводах, увеличивает ветровые нагрузки на провод, приводит к затуханию каналов высокочастотной связи.

Отложение мокрого снега – представляет собой слой налипшего мокрого снега, который при выпадении постепенно образуется на верхней части провода и может сползать вниз, охватывая провод со всех сторон.

Отложение мокрого снега обычно происходит при температуре воздуха от 0<sup>0</sup> до +3<sup>0</sup> и достигает наибольших размеров при плотности 0,12-0,30 г/см<sup>3</sup>. При большей плотности отложение мокрого снега не достигает больших размеров, по-видимому, вследствие большого содержания воды, так как при больших плотностях отложение мокрого снега на проводах ВЛ происходит, как правило, при снеге с дождём.

Замёрзшее отложение мокрого снега – это слой льда, образовавшийся на проводах в результате замерзания налипшего мокрого снега.

При непрерывном выпадении мокрого снега и одновременном понижении температуры воздуха от положительных до отрицательных значений строение отложений бывает неоднородным – от прозрачного льда у провода до кристаллического снега в верхнем слое отложения.

Ввиду такого различия строения плотность замёрзшего отложения мокрого снега сильно колеблется - от 0,2 до 0,6 г/см<sup>3</sup> и характеризуется прочностью сцепления с проводом, приближающейся к прочности льда.

Сложное отложение состоит из нескольких слоев различных видов обледенения. Наиболее часто встречаются следующие сочетания: зернистая изморозь на гололёде; зернистая изморозь и осевшая на ней кристаллическая изморозь на гололёде; кристаллическая изморозь на замёрзшем отложении мокрого снега; ряд чередующихся слоев гололёда и зернистой изморози.

Каждый вид отложения льда характеризуется определёнными физико-метеорологическими и синоптическими условиями образования.

Следует отметить, что для отдельных районов и местностей может создаваться комплекс метеорологических и синоптических условий для преимущественного образования того или иного вида отложения.

Нагрузка провода при обледенении определяется интенсивностью (скоростью нарастания) отложений и временем нарастания отложений.

Интенсивность обледенения увеличивается с увеличением: влажности (т.е. содержания влаги в воздушном потоке), скорости ветра, синуса угла встречи потока с проводом.

Факторы, влияющие на влажность и скорость ветра, будут влиять и на интенсивность обледенения. Рельеф местности определяет условия защищенности или открытости места для гололёдонесущего потока.

Размер отложения увеличивается с увеличением поверхности, на которой происходит отложение, однако, интенсивность обледенения замедляется с увеличением диаметра провода.

Одностороннее отложение создает момент, закручивающий провод. Поворот провода вместе с осадком увеличивает площадь для осаждения отложений. Закручивание увеличивается с удалением от зажимов и достигает максимума в середине пролёта.

### 3.2 Наблюдение за гололёдом и метеоусловиями

Наблюдения за гололёдом и метеоусловиями должны решать три задачи:

- прогноз гололедообразования;
- использование оперативной информации для борьбы с гололедом: определение момента начала и очередности плавок, определение длительности плавок;
- накопление статистических данных о гололедных отложениях для климатического районирования.

Для прогнозирования гололедообразования используется прогноз гидрометслужбы, анализ синоптической ситуации, информация соседних сетевых предприятий и энергосистем, особенно находящихся впереди гололедонесущего

го потока при фронтальных обледенениях. Для этой же цели могут быть использованы сигнализаторы типа «Возможен гололед», которые имеют датчики, реагирующие на наиболее вероятные значения температур ( $0^{\circ}$  - минус  $6^{\circ}$ ) и относительной влажности (85-100%) при обледенении и дающие указанный сигнал при одновременном нахождении контролируемых параметров в заданных интервалах. Сигнализаторы возможного обледенения могут оказаться полезными, особенно в местах, удаленных от ГМС.

Большое практическое значение имеет своевременное обнаружение начала гололедообразования. Оптимальным путем решения этой задачи является совместное использование источников информации о возможном обледенении с осмотром характерных участков линий.

После начала гололедообразования для организации борьбы с ним требуется информация: об интенсивности обледенения и прогноз относительно длительности этого процесса; о метеоусловиях для расчета длительности плавки гололеда (скорость ветра, температура воздуха), о размерах отложений и их плотности.

Для получения оперативной информации используются: данные ГМС, наблюдения на ведомственных постах, показания сигнализаторов гололеда, наблюдения за линиями.

Если линия электропередачи оснащена сигнализатором гололеда, регистрирующим массу отложения и имеющим несколько ступеней срабатывания, а ещё лучше, непрерывную информацию о массе отложения, то показания сигнализатора гололеда используются как для определения интенсивности нарастания отложения, определения момента начала плавки, так и для расчета длительности плавки.

Для расчета длительности плавки необходимо, кроме метеоусловий (скорости ветра, температуры воздуха), получить с ГМС или метеопостов данные о плотности отложения. При отсутствии данных с метеопостов и ГМС о плотности отложения, она определяется эксплуатационным персоналом, для

чего берется отложение с любого доступного места, замеряются его размеры и определяется вес воды при растапливании отложения.

Необходимые для расчета длительности плавки внешний диаметр  $D$  и толщина стенки отложения  $b$  определяется по показаниям сигнализатора гололеда следующим образом:

$$D = \sqrt{\frac{40 \cdot M}{\pi \cdot \gamma \cdot l} + d^2}; \quad (3.1)$$

$$b = \frac{D - d}{2}; \quad (3.2)$$

где  $M$  – масса отложения, замеренная сигнализатором гололеда, кг;

$l$  – длина пролета, м;

$\gamma$  – плотность отложения, г/см<sup>3</sup>;

$d$  – диаметр провода, см.

Наблюдения за обледенением линий используются как для принятия решения о необходимости и очередности плавки, так и непосредственно для расчета длительности плавки.

Чтобы было можно использовать результаты наблюдений за обледенением линий для расчета длительности плавки, наблюдающие определяют размер отложения, сравнивая их с заранее известными размерами проводов, изоляторов. Для этого используются карточки наблюдений. Определяются также вид отложения, который позволяет ориентировочно оценить плотность.

Вся оперативная информация о гололеде на воздушных линиях напряжением 35 кВ и выше и метеоусловиях должна концентрироваться в одном месте, обычно в месте управления плавками гололеда, т.е. у диспетчера предприятия электросетей.

### 3.3 Районирование территории по гололедно-ветровым нагрузкам

Опасность обледенения линии электропередачи зависит от того, по какому расчетно-климатическому району (РКУ) проходит эта воздушная линия.

Для районирования территории все виды отложений приводятся к отложению гололеда с плотностью  $0,9 \text{ г/см}^3$ , поэтому в дальнейшем тексте все виды отложений называются гололедными отложениями.

Линии электропередачи с напряжением 6-330 кВ рассчитываются на повторяемость гололедных отложений и скоростей ветра один раз в десять лет, линии 500 кВ – один раз в пятнадцать лет. В настоящее время разработаны региональные карты по гололедным, ветровым, и гололедно-ветровым нагрузкам, построенные исходя из двадцатипятилетней периодичности наблюдений.

Для районирования по гололеду (для получения толщины стенки гололеда) используются наблюдения за гололедом на ГМС, ведомственных постах, линиях связи и электропередачи, а также материалы по актам аварий, происшедших из-за гололеда. Для правильного районирования необходимо систематически собирать и обрабатывать данные о фактических гололедных отложениях, скоростях ветра при гололеде, используя всю возможную информацию.

На ГМС для определения максимальных в году отложений используются неснимаемые в процессе обледенения провода гололедного станка. По максимальной в году массе отложения определяется приведенная к плотности  $0,9 \text{ г/см}^3$  стенка отложения на станке  $b_{\text{спр}}$ :

$$b_{\text{спр}} = -\left(\frac{d_c}{2}\right) + \sqrt{\left(\frac{M}{\gamma \cdot 4 \cdot l}\right) + \left(\frac{d_c^2}{4}\right)}; \quad (3.3)$$

где  $M$  – масса отложения, г;

$\gamma$  – плотность отложения =  $0,9 \text{ г/см}^3$ ;

$l$  – длина провода, с которого взвешено отложение. Для провода гололедного станка 100 см;

$d_c$  - диаметр провода гололедного станка, см.

Влияние диаметра провода на размер отложения определяется аэродинамическими свойствами обледеняемых проводов. Из аэродинамики известно, что поток воздуха на некотором расстоянии перед проводом разделяется на два потока, обтекающие провод: верхний и нижний. Чем больше диаметр провода, тем дальше от провода происходит разделение потока и тем большее количество капелек влаги гололедонесущего потока, приспособившихся к движению воздушного потока, пролетит мимо провода, не вызвав его обледенения.

Большую ценность представляют также данные о фактическом гололедообразовании на проводах ВЛ, линиях связи, на деревьях и т.п. Полезен систематический сбор гололедных муфт с проводов и тросов ВЛ и линий связи и их инструментальные измерения.

Часто при наблюдении на линиях электропередач и связи вес не измеряется, а фиксируются максимальные размеры отложения. Для этого режима приведенная толщина стенки ( $b_{пр}$ ) отложения определится по размерам отложения, отмеченным на линиях, и плотности отложения для случая обледенения, во время которого измерен размер, формуле 3.4:

$$b_{пр} = -\left(\frac{d}{2}\right) + \sqrt{\frac{(D^2 - d^2) \cdot \gamma}{4 \cdot 0.9}} + \left(\frac{d^2}{4}\right); \quad (3.4)$$

где  $D$  – внешний диаметр отложения см;

$d$  – диаметр провода, см;

$\gamma$  – плотность отложения, г/см<sup>3</sup>.

Значительные отложения, которые используются для районирования, обычно имеют цилиндрическую форму, характеризующимся внешним диаметром  $D$ , или эллиптическую форму с большой и малой осями ( $a$  и  $c$ ), замеренными в перпендикулярных плоскостях.

Для расчета длительности плавки необходимо знание плотности отложения. Если замерена площадь только самого отложения, например, одностороннего отложения путем снятия на миллиметровую кальку отложения с провода гололедного станка, плотность определяется по формуле 3.5:

$$\gamma = \frac{M}{F_{отл}} \cdot 100, \quad (3.5)$$

где  $M$  – масса отложения на проводе гололедного станка, г;

$F_{отл}$  – площадь отложения, см<sup>2</sup>.

Следует учесть, что гололедные отложения на линиях, оснащенных устройствами плавки гололеда, могут не достигать максимальных значений, используемых для районирования территории, так как плавка во многих случаях начинается раньше, чем закончится процесс обледенения. То же самое относится к показаниям сигнализаторов гололеда, установленных на таких линиях.

Расчет механических нагрузок на провода линий электропередачи, проходящих по территории, отнесенной к определенному РКУ по гололеду и ветру, производится по формулам:

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot \gamma_0 \cdot \pi \cdot b_r \cdot (d + b_r) \cdot 10^{-3}}{F}; \quad (3.6)$$

где  $\gamma_2$  – удельная нагрузка от гололеда, Н/м\*мм<sup>2</sup>;

$\gamma_0$  – плотность отложения 0,9 г/см<sup>3</sup>;

$b_r$  – нормативная толщина стенки отложения, мм;

$d$  – диаметр провода, мм;

$F$  – сечение провода, мм<sup>2</sup>.

$$\gamma_5 = \frac{\alpha \cdot k_1 \cdot C_x \cdot v^2 \cdot (d + 2 \cdot b_r)}{1,6 \cdot F}; \quad (3.7)$$

где  $\gamma_5$  – удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом, Н/м\*мм<sup>2</sup>;

$\alpha$  – коэффициент неравномерности скоростного напора, близкий к 1 из-за снижения расчетной скорости ветра при гололеде;

$k_1$  – коэффициент влияния длины пролета;

$C_x$  – аэродинамический коэффициент, равный 1,2.

Скорость ветра при гололеде принимается как половина от максимальной соответствующего района по ветру, но не менее 15 м/с и не более 22 м/с.

В соответствии с дополнениями к ПУЭ для ВЛ 6-20 кВ расчетная скорость ветра принимается не менее 18 м/с при любой толщине стенки гололеда.

Поскольку фактическая плотность отложения обычно всегда меньше расчетной ( $0,9 \text{ г/см}^3$ ), то давление на обледенелые провода оказывается больше расчетного. Для местностей, где возможно сочетание отложений малой плотности с большими скоростями ветра, вводится понятие приведенной скорости ветра, т.е. скорости, дающей такую же нагрузку при приведенной толщине стенки отложения, как при фактической стенке.

Действительная стенка отложения при плотности отложения, отличной от  $0,9 \text{ г/см}^3$ , определится по формуле:

$$b_K = -\left(\frac{d}{2}\right) + \sqrt{\frac{(D_{0,9}^2 - d^2) \cdot 0,9}{4 \cdot \gamma}} + \left(\frac{d^2}{4}\right); \quad (3.8)$$

### 3.4 Выбор токов плавки гололеда

Наиболее эффективным способом борьбы с гололедом является его плавка, позволяющая удалить отложения на проводах и тросах, предотвратить тяжелые повреждения ВЛ.

Плавка гололеда рекомендуется для линий с толщиной стенки гололеда 20 мм и более. Плавка гололеда может также предусматриваться и на линиях с меньшим, чем 20 мм толщинами стенок отложения, так как плавка гололеда является эффективным способом прекращения пляски проводов и, кроме того, длительное сохранение гололедных отложений нежелательно из-за возможности более сильных ветров, чем при образовании гололеда. Ветровая нагрузка при этом, учитывая всегда большие, чем приведенные к плотности  $0,9 \text{ г/см}^3$ , размеры отложения, может превысить расчетную. После прекращения образования гололеда, кроме увеличения скорости ветра, наблюдается снижение температур, которые в сочетании с нагрузкой от гололеда вызывают увеличение напряжения в материале провода.

Диапазон токов плавки, которые могут быть использованы для проводов определенного сечения, определяется наибольшим допустимым током, характеризующим условия нагрева провода, свободного от гололеда, и наименьшим током, который необходим для плавки гололеда при тяжелых условиях плавки, т.е. при больших размерах отложения, скоростях ветра и низких температурах.

При плавке гололеда на линии могут быть участки, на которых гололед не образовался. Даже если вся линия подверглась обледенению, то отложения гололеда могут быть неодинаковыми как в различных местах линии, так и в различных местах пролета. При плавке гололеда участки линии с меньшими размерами отложения освобождаются от гололеда в первую очередь, и, пока плавка гололеда продолжается на участках с большим размером отложения, провода, освободившиеся от гололеда, будут интенсивно нагреваться, что может привести к потере их механической прочности или нарушению габарита из-за увеличения стрелы провеса провода.

Нагрев провода, свободного от гололеда, определяются балансом между тепловыделением от протекающего по проводу тока плавки и теплоотдачей провода лучеиспусканием и конвекцией, причем наибольшее значение имеет теплоотдача конвекцией. При скоростях ветра, близких к нулю, теплоотдача конвекцией считается свободной; при скоростях ветра, отличных от нуля, - вынужденной. Поэтому для расчета длительно допустимых токов плавки используют следующую формулу:

$$I_{II}^2 \cdot R_{i0} \cdot \tau_4 = \frac{\Delta t}{R_{T0} + R_{T1}} \cdot \tau_4 + 10 \cdot \gamma \cdot d \cdot b + \frac{0.045 \cdot \gamma \cdot D^2}{R_{T0} + R_{T1}} \cdot (R_{T1} + 0.22 \cdot \frac{R_{T0}}{\lg \frac{D}{d}}) \tau_4, \quad (3.9)$$

где  $I_{II}$  – ток плавки, А;

$R_{i0}$  - сопротивление 1 метра провода при  $0^{\circ}\text{C}$ , Ом;

$\tau_4$  - время плавки, ч;

$\Delta t$  - разность между температурой провода и воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\gamma$  - объемный вес гололеда;

$b$  - толщина стенки гололеда, см;

$d$  - диаметр провода, см;

$D$  - внешний диаметр провода с гололедом, см;

$R_{T0}$  - тепловое сопротивление одного метра гололедного цилиндра при переходе от внутренней к наружной поверхности;

$$R_{T0} = \frac{\lg \frac{D}{d}}{273 \cdot \lambda}; \quad (3.10)$$

где  $\lambda$  - коэффициент теплопроводности, для льда принимается равным  $2,27 \cdot 10^{-2}$ ;

$R_{T1}$  - тепловое сопротивление при переходе с одного метра наружной поверхности обледенелого провода в воздух;

$$R_{T1} = \frac{1}{0.09D + 1,1\sqrt{V \cdot D}}; \quad (3.11)$$

Максимальный ток плавки может быть ограничен не только потерей механической прочности при нагреве, но и нарушением габаритов.

Наихудшие условия охлаждения провода наблюдаются при скорости ветра, равной нулю, и температуре воздуха  $0^{\circ}\text{C}$ .

Принятие токов плавки равными или чуть меньше допустимых для наихудших условий охлаждения провода токов обеспечивает то, что допустимая температура нагрева провода не будет превышена ни при каких фактических условиях охлаждения провода.

Плавка гололеда максимально допустимыми токами плавки позволяет сократить до минимума время, необходимое для плавки, а значит и время отключения линии из-за плавки и расход энергии на плавку за счет снижения теплоотдачи в окружающую среду. При этом улучшается возможность плавки на группе линий, так как часто плавка может производиться только поочередно (из-за ограниченного числа и мощности источников, загрузки персонала и т.д.).

Разнообразие длин линий и их параметров и ограниченность числа и параметров источников плавки может привести к тому, что расчетный ток плавки

окажется немного выше допустимого для наихудших условий охлаждения провода тока. Учитывая небольшую вероятность сочетания наихудших условий охлаждения провода, может быть рассмотрена возможность использования схемы плавки с током плавки, превышающим максимально допустимый, определены границы применимости. При худших условиях охлаждения необходимо использование резервных схем плавки, дающих меньший ток плавки, снижение тока плавки снижением напряжения источника в пределах регулирования напряжения, переход в повторно-кратковременный режим (ПКР) плавки.

Допустимые температуры нагрева грозозащитных тросов в меньшей степени ограничиваются потерей механических свойств, так как снижение механической прочности наблюдается у них при гораздо больших, чем для проводов, температурах. Допустимые токи и нагрев для них в большинстве случаев ограничивается условиями приближения троса к проводу.

Минимальный ток плавки должен быть достаточен, чтобы за время не более одного часа расплавить наибольшее отложение при наихудших для плавки метеоусловиях охлаждения (большая скорость ветра, низкая температура). Этот ток определяется при вышеуказанных условиях по формуле подставлением в нее длительности плавки  $t$ , равной одному часу.

Для плавки кристаллической изморози требуется даже при указанных экстремальных метеоусловиях токи, меньшие, чем для других видов отложения, поэтому при расчете максимально необходимых токов плавки, случай кристаллической изморози может не рассматриваться.

Трудность подбора источника питания, желание обогреть линию большей длины и т.п. могут привести к тому, что ток плавки окажется меньше одночасового тока. Такие схемы плавки должны быть взяты под особый контроль: при тяжелых метеоусловиях на них производится внеочередная плавка при меньших размерах отложения, можно принять меры к увеличению фактического тока плавки за счет регулирования напряжения источника плавки и т.д.

Токи плавки, выбранные по наилучшим для плавки сочетаниям метео-условий, должны, как правило, обеспечивать удаление гололеда при наиболее вероятных условиях плавки за время, не превышающее 0,5 часа.

Высокое сопротивление тросов не требует больших токов для плавки, поэтому определение верхнего предела токов часто является ненужным.

### 3.5 Расчет схем плавки гололеда переменным током

Для плавки гололеда может использоваться как переменный, так и постоянный ток. В последнем случае из-за отсутствия индуктивного сопротивления можно снизить мощность, требуемую для плавки, или при той же мощности увеличить длину обогреваемого участка.

Если для проводов малых сечений увеличение длины обогреваемого участка незначительно, т.е. использование постоянного тока нецелесообразно, то при больших сечениях, увеличение длин обогреваемых участков (или при той же длине обогреваемого участка снижение мощности плавки) существенно.

Однако применение для плавки постоянного тока требует использования неполнофазных схем плавки (провод-провод, провод-земля и т.п.), что увеличивает общую длительность процесса плавки гололеда на всех трех проводах. Особенно неблагоприятно применение постоянного тока в схемах с использованием земли. Протекание постоянного тока оказывает неблагоприятное влияние на цепи со сталью. Поэтому наибольшее распространение для плавки гололеда получили схемы на переменном токе.

Наибольшее распространение получили трехфазные симметричные схемы, преимуществом этих схем плавки гололеда является простота, а также плавка гололеда на всех фазах, отсутствие неблагоприятных влияний на работу элементов цепи плавки и линий связи.

Протекание по линии необходимых для плавки гололеда токов достигается:

- трехфазным КЗ;

- созданием разности по величине или фазе векторов напряжений на концах обогреваемой линии, приводящих к протеканию уравнивающих токов;
- перераспределением нагрузки в системе линий.

Ток плавки трехфазным КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_{пл} = \frac{U_{пл}}{\sqrt{3} \cdot Z}; \quad (3.12)$$

где  $U_{пл}$  – линейное напряжение плавки, В;

$Z$  – полное сопротивление цепи схемы плавки, Ом.

При плавке гололеда трехфазным КЗ, закорачивание линии может быть произведено не только в одной точке. Такая плавка гололеда получила название плавки методом одновременных КЗ.

Наибольшую эффективность подобный метод имеет для линии с ответвлениями, выполненными проводами меньшего сечения. Тогда при удачном сочетании параметров магистрали и ответвлений, можно получить необходимые токи как для магистрали, так и для ответвлений.

В рассматриваемом случае одновременных КЗ достигается двойной положительный эффект: как для проводов большого сечения, так и для проводов меньшего сечения.

Разность по величине или фазе векторов напряжений приводит к появлению уравнивающих токов, поэтому такие схемы плавки носят название схемы плавки уравнивающими токами.

Уравнивающие токи для плавки можно получить за счет:

- углового сдвига напряжений по концам обогреваемой линии;
- различия напряжений по величине на концах линии;
- комбинации первых двух способов.

Напряжение плавки определяется:

$$U_{пл} = \sqrt{(U_1^2 + U_2^2 - 2U_1U_2 \cos \alpha)}; \quad (3.13)$$

где  $U_1$  и  $U_2$  – напряжения, приложенные по концам линии;

$\alpha$  – угол сдвига между векторами напряжений  $U_1$  и  $U_2$ .

При стандартных силовых трансформаторах легко можно получить угол сдвига  $120^0$ , меняя порядок чередования фаз на одном из концов линии, напряжение плавки в этом случае будет увеличено в  $\sqrt{3}$  раз. Можно получить также (более сложно) угол  $60^0$ , но при этом угле напряжение плавки будет таким же как при трехфазном КЗ, поэтому подобные схемы могут быть использованы только с целью улучшения режима напряжения для потребителей при их питании во время плавки.

Плавка гололеда перераспределением нагрузок заключается в том, что токовая нагрузка обогреваемой линии повышается путем перераспределения нагрузки в сети до требуемого (для осуществления плавки) значения. Это достигается:

- повышением нагрузки станций, передающих энергию через обогреваемую линию;
- повышением нагрузки подстанций, питаемых по обогреваемой линии, путем переключения в сети более низкого напряжения;
- отключением части линий, в результате которого повышается передаваемая мощность по обогреваемой линии. Практически с этой целью отключают параллельную с обогреваемой линией или прибегают к разрезанию колец.

Методы достижения требуемой нагрузки на обогреваемой линии, как правило, связаны со снижением надежности узла, величина тока зависит от общего режима системы, т.е. не определяется однозначно. Поэтому плавка гололеда перераспределением нагрузки не получила широкого распространения.

### 3.6 Плавка гололеда методом наложения

Для плавки гололеда без отключения потребителей могут быть использованы схемы наложения токов, когда на рабочий ток линии накладывается дополнительный ток от другого источника так, чтобы совместное протекание рабочего и дополнительного токов оказалось достаточным для плавки гололеда. Для получения дополнительного тока требуется создание замкнутого контура,

включающего в себя обогреваемую линию, где получение дополнительного тока создан контур: источник питания в виде трансформатора, фаза обогреваемой линии, земля-источник питания.

Ток в дополнительном контуре определится приблизительно как

$$I_{доп} = \frac{U_{доп}}{(Z_{П-З} + Z_{ТР})}; \quad (3.14)$$

где  $Z_{П-З}$ - сопротивление петли провод-земля;

$Z_{ТР}$ - сопротивление трансформатора.

Суммарный расчетный ток в обогреваемой фазе:  $I_{пл} = I_d + I_n$ .

Однако из-за протекания дополнительных токов только в одной фазе появляется несимметрия напряжений тем большая, чем больше дополнительный ток по отношению к току нагрузки фазы. Из-за наличия несимметрии, а также из-за части дополнительного тока, ответвляющегося в неосновные контуры, происходит изменение токов нагрузки в фазах: в необогреваемых фазах он увеличивается, а в обогреваемой – уменьшается.

Поскольку протекание токов по земле оказывает неблагоприятное влияние на безопасность электроустановок, работу линий связи, поэтому при прочих равных условиях схемы плавки без использования земли, а из схем с использованием земли предпочтительнее те, где ток в земле имеет меньшее значение.

### 3.7 Расчет параметров плавки гололеда в повторно-кратковременном режиме

Для плавки гололеда на линиях, где токи КЗ превышают длительно допустимые по условию нагрева проводов, используется способ плавки гололеда большими токами в повторно-кратковременном режиме (ПКР). При этом происходит чередование периода протекания тока (рабочий период нагрева провода) с бестоковыми паузами (период охлаждения).

Возможны два способа организации плавки гололеда в ПКР:

- циклами равной продолжительности;
- с первым циклом большей продолжительности.

В первом случае допустимая температура нагрева провода достигается только через несколько циклов, во втором – провод нагревается до допустимой температуры в течение рабочего периода первого цикла.

Второй вариант имеет меньшую общую продолжительность процесса плавки за счет увеличенного времени нагрева первого цикла, больше подходит для проводов больших сечений. Недостатком является усложнение расчетов за счет отдельного расчета первого и последующих циклов включения.

Область применения повторно-кратковременного режима плавки гололеда при ручном управлении выключателями ограничивается возможностью его осуществления с заданной точностью. Кроме того, при большом числе циклов необходимо много операций с выключателями, требующих постоянного присутствия оператора, осуществляющего тщательный контроль за временем.

Более эффективно использование автоматики управления выключателем. Принцип действия автоматики соответствует режиму ПКР, т.е. используются два реле времени, одно из которых имеет выдержку времени, соответствующую длительности рабочего цикла, второе длительности паузы. При плавке с большой длительностью первого цикла используется третье реле, которое имеет выдержку времени, соответствующее первому циклу. Оно выводится из работы после завершения первого цикла. Для расчета количества циклов после каждого цикла через промежуточное реле подается питание на счетчик импульсов, на котором установлено расчетное число циклов. При достижении числом циклов заданного значения, процесс плавки прекращается.

### 3.8 Организация проведения плавки гололеда

Выбор момента начала плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ является из важных факторов успешной борьбы с гололедом. Обусловлено это тем, что линии с точки зрения плавки оказываются взаимосвязанными из-за различных распространенных причин: наличие одной ячейки плавки, ограниченная мощность источника, загрузка персонала, невозможность одновременного отключения обеих цепей двухцепной линии и т.д. Из-за этих причин формируется «очередь» линий на плавку. Когда очередь дойдет до последней линии, нагрузки от гололеда на ней не должны превысить расчетные.

При непрекращающемся обледенении первая из обогреваемых линий снова становится в очередь (на повторную плавку) и к моменту ее повторной плавки нагрузка от гололеда на ней тоже не должна превышать расчетную нагрузку.

Для правильного определения момента начала плавки необходимы оперативные сведения о наличии, виде и размерах отложений, о погоде в данный момент и прогнозе ее изменения на ближайшее время.

Для улучшения условий плавки на взаимосвязанных линиях можно уменьшить число линий в «очереди» за счет проведения одновременных плавок, уменьшить время простоя линий при плавке за счет уменьшения времени сборки и разборки схемы путем автоматизации переключений, снижение длительности плавки за счет использования больших токов и т.д. При высокой интенсивности обледенения, число линий, ожидающих плавку, может быть уменьшено за счет использования других средств борьбы с гололедом, например, механического удаления гололеда на отдельных линиях.

Для каждой сети (звена сети) при установлении очередности реальных плавок должны учитываться:

- размеры отложения на конкретных линиях;
- конструкция линий и соответствие фактических климатических условий расчетным. При прочих равных условиях в первую очередь следует удалять

гололёд с линий, построенных по заниженным климатическим условиям, и с линий, конструкция которых не достаточно устойчива при гололеде; например, с вертикальным расположением проводов;

- ответственность линии по обеспечению работы энергосистемы и электроснабжения потребителей;

- «качество» схем плавки на реальных линиях, т.е. возможность произвести плавку при ухудшении метеоусловий, дальнейшем увеличении размеров отложения и т.д.;

- возможность максимального совмещения плавков на разных линиях или их участках;

- направление гололедонесущего потока относительно линии;

- наличие оперативного персонала на подстанции.

Как правило, следует вначале производить плавки гололеда на тросах, а затем уже на проводах линий электропередачи. Такой порядок позволяет предотвратить недопустимые сближения и схлестывания между тросом и проводами, освободившимися от него. Кроме того, обычно переключения для плавки гололеда на тросах проще, чем для плавки на проводах, не требует изменения схемы сети, согласования с потребителями и пока эти изменения и согласования производятся для схем плавков на проводах, можно начать плавку гололеда на тросах.

Для снижения времени простоя линии в режиме плавки необходимо уменьшение времени сбора и разбора схем плавки так как из 2-2,5 часов в течение которых линия выведена из нормального режима работы только 0,5 часа в среднем занимает сама плавка.

Основными параметрами, характеризующими эксплуатационные качества плавков гололеда, является длительность плавки и простой линии при плавке, процент неуспешных плавков. При этом следует различать среднюю длительность сбора схема плавки, среднюю длительность простоя линии при плавке.

Продолжительность отключения ВЛ из-за работы при плавке гололеда на проводах складывается из следующих составляющих:

$$t_{ВЛ} = t_{ВЫВ} + t_{СБ} + t_{ПЛ} + t_{РАЗ} + t_{ВВ}, \quad (3.15)$$

где  $t_{ВЫВ}$  – продолжительность вывода ВЛ из нормального режима работы;

$t_{СБ}$  – время сбора схемы;

$t_{ПЛ}$  – продолжительность процесса плавки;

$t_{РАЗ}$  – продолжительность разборки схемы плавки гололеда;

$t_{ВВ}$  – продолжительность ввода ВЛ в работу;

С целью уменьшения этого времени должно быть исключено использование в схемах плавки закороток, временных перемычек, закорачивающих разъединителей, устанавливаемых на линии и т.п. желательна автоматизация управления всеми коммутационными аппаратами в схемах плавки гололеда.

При проведении плавки одним из сложных и важных вопросов является определение момента отключения тока плавки, которому должно соответствовать полное удаление отложений во всех пролетах провода (троса) линии. Нужно иметь в виду, что не полностью удаленное отложение может привести к разрегулировке проводов, особенно при последующем повторном гололедообразовании. Кроме того, удаление недоплавленного отложения происходит с трудом из-за повышенного охлаждения провода.

Основным способом контроля окончания плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ является визуальное наблюдение персонала службы ЛЭС и других подразделений, привлекаемых к организации борьбы с гололедом, которые оснащены средствами связи для передачи информации об выпадении отложения. Однако подобный способ требует больших трудозатрат и не дает возможности проведения плавки в ночное время.

При наличии на ВЛ сигнализаторов гололеда с непрерывной информацией о массе отложения их можно использовать для контроля момента отключения плавки.

Для более точного определения окончания плавки используют два датчика температуры, один из которых размещается в месте с наименьшим размером отложения, другой - с наибольшим. Можно размесить их в одном пролете. Один – около места закрепления провода, где не происходит закручивания, отложения всегда меньше и удаляется в первую очередь, второй – в середине пролета. В процессе плавки датчики будут измерять разную температуру до тех пор, пока на месте расположения второго датчика (т.е. наибольшим размером отложения) находится отложение. После сброса отложения показания датчиков сравниваются, и этот факт используется для отключения плавки.

Контроль момента отключения плавки гололеда может быть выполнен по схеме «замена наблюдающего», когда устройство контроля размещается в месте с наибольшим размером отложения, т.е. там, где бы находился наблюдающий и фиксировал то, что обычно фиксирует наблюдающий, т.е. сброс отложения. С этой целью в середине пролета под проводом, на железобетонном пасынке устанавливается улавливающее устройство, например, металлическая сварная рама, размер которой рассчитывается на возможный относительный остаточный части гололедной муфты ветром. На раме устанавливается датчик, реагирующий на упругие волны, возникающие при ударе падающего отложения о раму. Обледенение самой рамы не является препятствием для работы датчика. Устройство может быть установлено под проводом любого напряжения. Проблема широкого внедрения таких устройств, как и многих других элементов автоматизации при гололеде, заключается в передаче информации от датчика.

Очень важно обеспечение оперативного персонала четкими и полными инструктивными материалами. Опыт эксплуатации показывает, что желательна концентрация этих материалов в одном документе в виде технологических карт.

Технологические карты составляются отдельно для каждой схемы плавки. Если на линии имеется, например, три участка плавки на проводах и одна плавка на тросах, то для нее составляется четыре технологические карты.

В технологической карте содержится: электрическая схема участка с указанием пути тока плавки, параметры плавки (ток, напряжение, протяженность участка, сопротивление линии), последовательность производства оперативных переключений по сборке схемы плавки из нормальной схемы сети, включая операции с релейной защитой. Приводятся также особые указания для отдельных схем, например, схем плавки с использованием земли, обращающих внимание на принятие дополнительных мер безопасности персонала, находящегося на ОРУ подстанции; особенности обеспечения безопасности при плавке на тросах, обычно не находящихся под напряжением.

### 3.9 Выполнение схем плавки гололеда

Напряжение от источника плавки на обогреваемую линию подается через элементы РУ подстанций (реже электростанций).

При плавке гололеда переменным током в качестве источника питания схем плавки используются силовые трансформаторы подстанций 35-220 кВ.

В подавляющем большинстве случаев для плавки используется стандартные рабочие напряжения. Возможность использования стандартных увеличивается при плавке на проводах и тросах в режиме ПКР.

С целью уменьшения числа плавов, увеличения длины обогреваемых участков напряжение для схем плавов принимаются возможно большими. Больше половины схем плавов на проводах и тросах ВЛ 35 кВ и выше проводятся при напряжениях 35 кВ и выше.

Иногда требуются меньшие напряжения, например, для плавки гололеда на коротких тросовых участках, поэтому в некоторых случаях используются однофазные трансформаторы с нестандартными вторичными напряжениями.

При наличии на электроустановке обходной системы шин, она используется для плавки гололеда. К ней по очереди подключаются обогреваемые линии. При отсутствии обходных систем шин целесообразно их выполнение, так

как наличие таких шин существенно улучшает проведение плавки гололеда, сокращает общую длительность режима плавки.

В безгололедный период смонтированная обходная система шин увеличивает удобство ремонтов выключателей соответствующего напряжения, т.е. используется по обычному назначению обходной системы шин.

Подача напряжения от источника питания на обходные шины обычно производится через ячейку плавки. Использование одной ячейки в целом ряде линий позволяет не усиливать оборудование этих линий. Только ячейка плавки имеет усиленную конструкцию, выбранную по наибольшему току плавки, необходимую защиту, схему управления закорачивающими выключателями, амперметры в каждой фазе. Пофазный контроль тока необходим при схемах плавки гололеда, использующих несимметричные режимы КЗ, а также для выявления нарушений в цепи плавки.

Коммутационные аппараты размещаются в пределах РУ с учетом удобства оперативных переключений в зимнее время.

Уровень изоляции разъединителей, подключаемых к линии или рабочей системе шин, выбирается по классу изоляции этих элементов. Изоляция на сборных шинах и ошиновки ячеек плавки выбирается по наибольшему напряжению плавки гололеда сечения проводов в схемах принимаются по наибольшему сечению проводов линий, на которых предусматривается плавка. Оборудование и ошиновка в специальных ячейках для плавки гололеда выбирается по наибольшему току плавки.

При необходимости установки закорачивающего разъединителя на трассе линии, такой разъединитель устанавливается вблизи анкерной опоры ВЛ.

Заземляющие устройства в схемах плавки гололеда могут использоваться как в качестве защитных, так и в качестве рабочих. В первом случае, т.е. когда земля не используется в схеме плавки как проводник к исполнению заземляющих устройств не предъявляются особые требования.

### 3.10 Сигнализация о гололеде

При обледенении проводов и тросов воздушных линий электропередачи меняется целый ряд физических, геометрических и других параметров линий. Это позволяет построить датчики гололеда, основанные на различных способах определения появления или наличия гололеда на проводе. Известны разработки сигнализаторов гололеда, основанные на:

- изменении веса проводов;
- изменении условий распространения высокочастотных и импульсных сигналов;
- изменении стрелы провеса. Наибольшее распространение получили сигнализаторы гололеда, реагирующие на увеличение веса проводов линии из-за дополнительной нагрузки от гололеда.

Передача радиосигналов, характеризующих гололедную нагрузку производится на подстанцию с дежурным персоналом. При этом осуществляется фиксация двух гололедных нагрузок в соответствии с заданием организации, эксплуатирующей датчик.

### 3.11 Профилактический подогрев проводов

Одним из способов борьбы с гололедом является недопущение его отложения на проводах ВЛ. Одним из вариантов этого способа является нагрузка провода токами, которые при заданных условиях охлаждения достаточны для поддержания положительной температуры поверхности провода. Этот вариант получил название профилактического подогрева проводов.

Профилактический подогрев проводов требует обычно изменения схемы для создания повышенной токовой нагрузки на линии, где он предусматривается. Как правило, измененная схема имеет меньшую надежность.

При больших скоростях ветра и низких температурах для профилактического подогрева проводов требуются большие токи, следовательно, нужно

создавать уже другой режим нагрузки. Подогрев проводов требуется в течение всего времени гололедообразования. Поэтому профилактический подогрев не получил широкого распространения.

### 3.12 Расчет тока плавки гололеда на проводах воздушных линий электропередач

#### 3.12.1 Плавка гололеда уравнительными токами на проводах воздушной линии электропередач 110 кВ «Юбилейная – Юлдыбаево»

Воздушная линия электропередач 110 кВ Юбилейная – Юлдыбаево выполнена проводом марки АС – 150/24, который имеет следующие удельные сопротивления  $r_0 = 0,198 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ ;

$$R_{Юб-Юлд} = 0,198 \cdot 28,3 = 5,6 \text{ Ом};$$

$$X_{Юб-Юлд} = 0,42 \cdot 28,3 = 11,886 \text{ Ом};$$

$$Z_{Юб-Юлд} = \sqrt{R_{Юб-Юлд}^2 + X_{Юб-Юлд}^2} = \sqrt{5,6^2 + 11,886^2} = 13,14 \text{ Ом};$$

Определяем ток плавки со стороны подстанции «Юлдыбаево» по формуле 3.12:

$$I_{III} = \frac{U_{III}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,14} = 461,35 \text{ А};$$

Определяем время плавки по формуле 3.9:

$$\tau_4 = \frac{10 \cdot \gamma \cdot d \cdot b + \frac{0,045 \cdot \gamma \cdot D^2}{R_{T0} + R_{T1}} \left( R_{T1} + 0,22 \cdot \frac{R_{T0}}{\lg \frac{D}{d}} \right) \Delta t}{I_{II}^2 \cdot R_{I0} - \frac{\Delta t}{R_{T0} + R_{T1}}} =$$

$$= \frac{10 \cdot 0,9 \cdot 17,1 \cdot 2,0 + \frac{0,045 \cdot 0,9 \cdot 37,1^2}{0,054 + 0,011} \left( 0,011 + 0,22 \cdot \frac{0,054}{\lg \frac{37,1}{17,1}} \right) \cdot (0 - (-5))}{461,35^2 \cdot 0,1935 \cdot 10^{-3} - \frac{(0 - (-5))}{0,054 + 0,011}} = 1,53 \text{ часа};$$

$$\tau_4 = 91,8 \text{ мин};$$

Определяем напряжение и ток плавки гололеда уравнительными токами со сдвигом фаз  $120^0$  по формулам 3.12, 3.13.

$$U_{III} = \sqrt{(U_1^2 + U_2^2 - 2U_1U_2 \cos \alpha)} = \sqrt{(10,5^2 + 6,3^2 - 2 \cdot 10,5 \cdot 6,3 \cdot \cos 120^0)} = 14,7 \text{ кВ};$$

$$I_{III} = \frac{U_{III}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{14,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,14} = 645,89 \text{ А};$$

Определяем напряжение и ток плавки гололеда уравнительными токами со сдвигом фаз  $60^0$  по формулам 3.12, 3.13.

$$U_{III} = \sqrt{(U_1^2 + U_2^2 - 2U_1U_2 \cos \alpha)} = \sqrt{(10,5^2 + 6,3^2 - 2 \cdot 10,5 \cdot 6,3 \cdot \cos 60^0)} = 9,15 \text{ кВ};$$

$$I_{III} = \frac{U_{III}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{9,15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,14} = 402,04 \text{ А};$$

## 4. Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ «Юбилейная»

### 4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

На подстанции предусматривается установить КТПБ(М) 110/6 кВ, которая предназначена для приема, преобразования и распределения электрической энергии переменного тока промышленной частоты 50 Гц при номинальных напряжениях 110, 6 кВ и применяется в нефте- и газодобывающих отраслях, при строительстве и эксплуатации предприятий стройиндустрии, карьеров и в любых других областях, где необходимы быстрая установка, перемещение и демонтаж высоковольтных источников электроснабжения. КТПБ(М) расшифровывается: комплектная трансформаторная подстанция блочная модернизированная.



Рисунок 4.1 - КТПБ(М) 110/6 кВ

					ФЮРА. 140205.002 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Проектирование электрической части подстанции 110/6 кВ «Юбилейная»		
Разраб.		И.Ю. Голодников					
Руковод.		А.А.Бацев					
Консульт							
Н.контр.							
Утв.					Лит.	Лист	Листов
					ТПУ ИнЭО Гр. 3-9201		

Простота и компактность конструкций блоков со смонтированными вспомогательными цепями и наличие укрупненных узлов, готовых к монтажу, позволяют сделать коротким срок монтажа.

На ПС, как правило, устанавливают два параллельно работающих трансформатора с РПН. Согласно [9, п.4.3.] мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе (с учетом их допустимой по техническим условиям на трансформаторы перегрузки и резерва по сетям СН и НН) обеспечивали питание нагрузки, т.е.

$$S_{нт} \geq 0,65 - 0,7 S_{\max}, \quad (4.1)$$

где  $S_{\max}$  - максимальная мощность, передаваемая через трансформатор в максимальном режиме.

Выбранный трансформатор проверяем на допустимую нагрузку при отключении одного из работающих трансформаторов:

$$1,4 \cdot S_{нт} \geq S_{\max}; \quad (4.2)$$

Трансформатор выбирают по следующим условиям:

$$U_{нВН} \geq U_{уст} \quad (4.3)$$

$$U_{нВН} \geq U_{уст \tau}; \quad (4.4)$$

$$S_{нт} \geq 0,65 - 0,7 S_{\max}; \quad (4.5)$$

Выбираем трансформатор ТДН – 16000/110/6.

$$115кВ \geq 110кВ;$$

$$6,6кВ \geq 6кВ;$$

$$0,7 \cdot 16 \geq 16 \text{ МВА}$$

$$11,2 \text{ МВА} \geq 16 \text{ МВА}$$

Проверяем выбранный трансформатор на отключение одного из параллельно-работающих трансформаторов:

$$1,4 \cdot 16 = 22,4 \text{ МВА} \geq 16 \text{ МВА};$$

Данный трансформатор удовлетворяет всем условиям.

Составляем таблицу технических данных трансформаторов.

Таблица 4.1- Таблица технических данных трансформаторов.

Тип	S <sub>н</sub> , МВА	U <sub>н</sub> , кВ		Потери, кВт		U <sub>кз</sub> %		
		ВН	НН	P <sub>xx</sub>	P <sub>кз</sub>	В-С	В-Н	С-Н
ТДН	16	115	6,3	19	85	--	10,5	--

#### 4.2 Расчет количества линий

##### 4.2.1 Расчет количества линий на высоком напряжении

$$n_{ЛВН} = \frac{P_{MAX}}{P_{1Л}}; \quad (4.6)$$

где  $P_{MAX}$  - максимальная нагрузка на подстанции, МВт;

$P_{1Л}$  - пропускная способность линии 110 кВ, МВт.

$$n_{ЛВН} = \frac{14,4}{40} = 1;$$

Однако, исходя из условий надежности принимаю количество линий равное двум.

##### 4.2.2 Расчет количества линий на низком напряжении

На низком напряжении расчет количества линий ведем по экономической плотности тока. Определяем максимальный ток всех линий по формуле 4.7:

$$I_{MAX} = \frac{S_{MAX6}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (4.7)$$

где  $S_{MAX6}$  - максимальная нагрузка, МВА;

Определяем суммарное экономическое сечение всех линий по формуле 4.8:

$$F_{\Sigma} = \frac{I_{MAX}}{j_{\Sigma}}, \quad (4.8)$$

где  $j_{\Sigma}$  - экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

$$F_{\Sigma} = \frac{1,47 \cdot 10^3}{1,2} = 1225 \text{ мм}^2;$$

Намечаем сечение одной кабельной линии 185 мм<sup>2</sup>.

Определяем количество кабелей по формуле 4.9:

$$n_{ЛНН} = \frac{F_{\Sigma}}{185} = \frac{1225}{185} = 6,62; \quad (4.9)$$

Число кабельных линий округляется до ближайшего четного значения для равномерности загрузки секций  $n_{ЛНН} = 8$ .

Ток одной кабельной линии определяем по формуле 4.10:

$$I_{1КАБ} = \frac{I_{MAX}}{n_{ЛНН}} = \frac{1470}{8} = 183,75 \text{ А}; \quad (4.10)$$

Затем выполняем проверку по допустимому току:

$$I_{1КАБ} = 183,75 \text{ А} \leq I_{ДОП} = 340 \text{ А};$$

## 4.3 Выбор схем распределительных устройств

### 4.3.1 Выбор схемы распределительного устройства 110 кВ

#### Основные требования, предъявляемые к схемам

Схемы РУ подстанций при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

- обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей ПС в соответствии с категориями электроприемников и транзитными перетоками мощности по межсистемным и магистральным связям при нормальном и послеаварийном режимах;
- учитывать перспективу развития ПС;
- учитывать требования противоаварийной автоматики;
- обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;
- обеспечивать наглядность, экономичность и автоматичность.

Схемы РУ должны предусматривать вывод выключателей и отделителей в ремонт, осуществляемый:

- для всех схем РУ напряжением 6-35 кВ, а также для блочных и мостиковых схем РУ напряжением 110, 220 кВ (за исключением цепи, по которой осуществляется транзит мощности) - путем временного отключения цепи, в которой установлен ремонтируемый аппарат;
- для мостиковых схем напряжением 35-220 кВ - путем применения ремонтных перемычек, за исключением случаев, когда перемычки отсутствуют;

Согласно типовым материалам и заданию на ОРУ 110кВ ПС «Юбилейная» выбираю схему 110-5АН «Мостик с выключателями в цепи трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Данная схема применяется на напряжении 35 – 220 кВ.

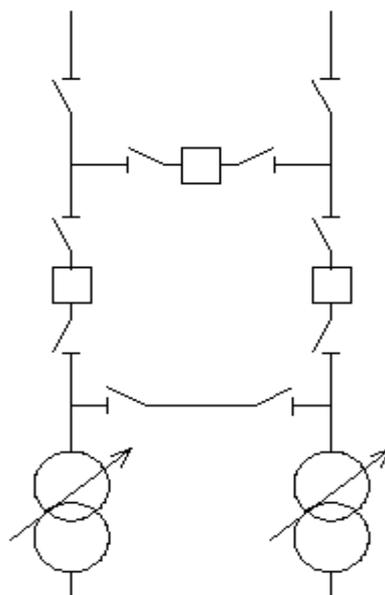


Рисунок 4.2 – Схема 110 – 5АН

#### 4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства 6 кВ

При выборе схемы 6 кВ следует применять наиболее простую схему, при этом необходимо учитывать, что по условиям надежности допускается подключать не более 6 отходящих линий на секцию.

Для РУ 6 кВ выбираю схему 6 – 1 «Одна одиночная секционированная выключателем система шин», которая применяется при двух трансформаторах, присоединенных каждый к одной секции.

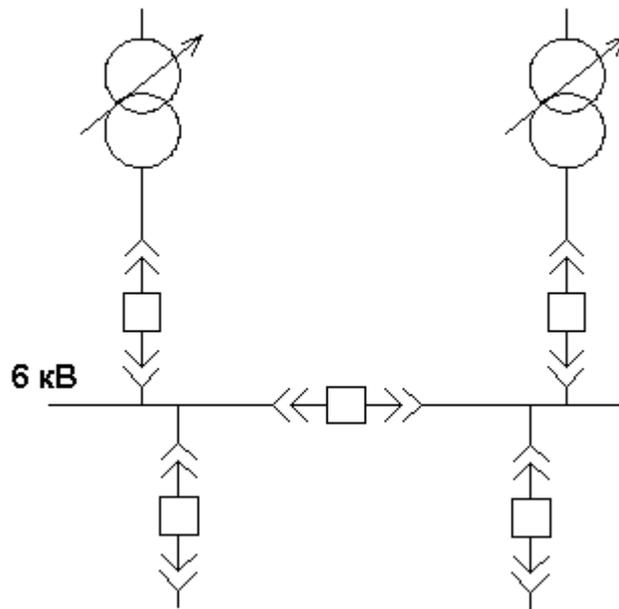


Рисунок 4.3 – Схема 6 – 1.

#### 4.4 Выбор схемы собственных нужд

Согласно [9, п 6.1] на всех ПС устанавливаются не менее двух трансформаторов собственных нужд. К трансформаторам собственных нужд подстанции могут подключаться только потребители подстанции. В схемах собственных нужд ПС предусматривается присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.) На стороне низшего напряжения трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с автоматическим вводом резерва (АВР).

На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов СН. От сети СН ПС должны предусматривать присоединение трансформаторов СН к разным источникам питания на стороне НН. Трансформаторы СН должны работать отдельно с АВР.

При составлении таблицы, учитываем, что для осветительной нагрузки и подогрева  $\cos\varphi = 1$ , а для двигательной нагрузки  $\cos\varphi = 0.85$ .

Таблица 4.2 - Общие нагрузки собственных нужд

Наименование приемника	Установленная мощность		$\eta$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_c$	Расчетная нагрузка			
	Ед. кол.	Всего кВт ч					Летом		Зимой	
							$P$	$Q$	$P$	$Q$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Охлаждение трансформаторов	2	4	0,85	0,85	0,62	0,85	3,4	2,48	3,4	2,48
Электроподогрев и сушка трансформаторов	1x100	100	1	1	0	0,2	20	-	20	-
Маслоочистительная установка	1x28	28	0,8	0,85	0,62	0,2	4,76	3,47	4,76	3,47
Фильтрпресс	2	2	0,85	1	0	0,1	0,2	-	0,2	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	2x23	46	1	1	0	0,12	5,52	-	5,52	-
Постоянно включенные сигнальные лампы	0,5x2x15	15	1	1	0	1	15	-	15	-
Подогрев выключателей 110 кВ	3x1,8	5,4	1	1	0	1	-	-	5,4	-
Подогрев КРУН 6 кВ	14x1	14	1	1	0	1	-	-	14	-
Подогрев приводов разъединителей	10x x0,6	6	1	1	0	1	-	-	6	-
Устройство связи	-	2	1	1	0	1	2	-	2	-
Освещение здания разъездного персонала	-	0,5	1	1	0	0,4	0,2	-	0,2	-

Продолжение таблицы 4.2										
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Отопление здания разъездного персонала	-	5	1	1	0	0,5	-	-	2,5	-
Насосы пожаротушения	100x2	200	0,85	0,85	0,62	0,1	20	12,4	20	12,4
Отопление насосной пожаротушения	-	20	1	1	0	1	-	-	20	-
Подогрев шкафа релейной защиты	-	1	1	1	0	1	-	-	1	-
Освещение ОПУ	-	2,2	1	1	0	0,6	1,32	-	1,32	-
Отопление ОПУ	-	28	1	1	0	1	-	-	28	-
Освещение ОРУ	-	11,2	1	1	0	0,5	5,6	-	5,6	-
Итого							87,8	17,11	173,6	17,11

Определяем расчётную нагрузку по формулам 4.11 и 4.12:

Летом:

$$S_{л} = \sqrt{87,8^2 + 17,11^2} = 89,45 \text{ кВА} \quad (4.11)$$

Зимой:

$$S_{з} = \sqrt{173,58^2 + 17,11^2} = 174,64 \text{ кВА} \quad (4.12)$$

Определяем аварийную нагрузку с применением:

Аварийной вентиляции:

$$P = 0,18 \cdot 2 = 0,36 \text{ кВт};$$

Сварочного аппарата:

$$P = 23 \text{ кВт};$$

Всего:

$$S_{PEM} = P = 0,36 + 23 = 23,36 \text{ кВА}; \quad (4.13)$$

Предельная мощность трансформатора собственных нужд – 630 кВА при  $U_{K3} = 5,5 \%$  и 1000 кВА при  $U_{K3} = 8 \%$ .

Предполагаем, что подстанция с постоянным дежурством.

Перегрузка одного трансформатора на 30% в течение 2-х часов после аварийного отключения. Тогда мощность трансформатора собственных нужд определяется по формуле:

$$S_m = \frac{S_{расч}}{1,3}; \quad (4.14)$$

При двух трансформаторах собственных нужд в нормальном режиме каждый загружен на 50-60 %, а при отключении одного второй перегружен не более, чем на 30 %. Расчётной нагрузкой является зимняя.

$$S_{расч} = S_z = 174,64 \text{ кВА} < 1000 \text{ кВА}$$

Тогда мощность каждого трансформатора выбираем по условию 4.14:

$$S_m > \frac{174,64}{1,3} = 134,34 \text{ кВА};$$

Принимаем для установки два трансформатора собственных нужд типа ТСЗ – 250/10.

Определяем нагрузку трансформаторов в ремонтном режиме по формуле 4.15:

$$S_z + S_{рем} = 174,64 + 23,36 = 198 \text{ кВА} \quad (4.15)$$

Определяем загрузку трансформаторов:

$$\frac{198}{250 \cdot 2} \cdot 100\% = 39,6 \%$$

то есть перегрузки не будет.

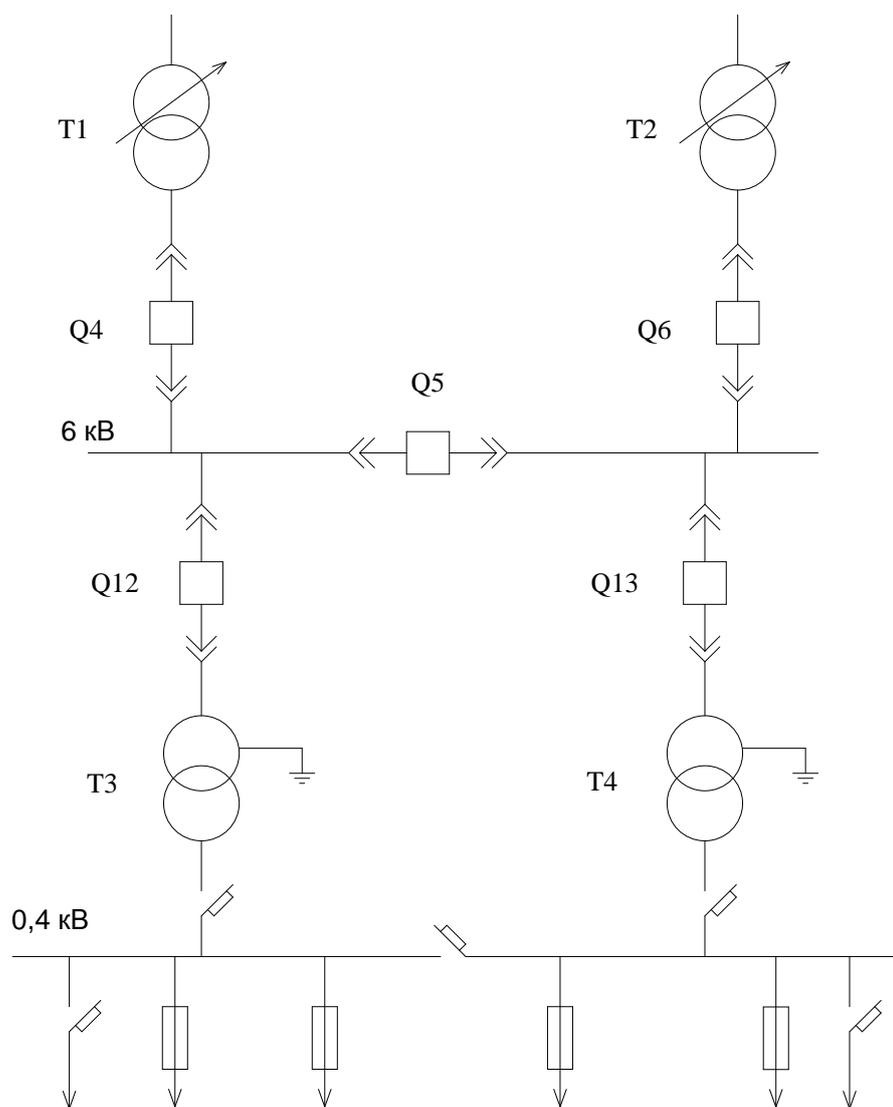


Рисунок 4.4 – Схема собственных нужд

## 4.5 Расчет токов короткого замыкания

### 4.5.1 Общие сведения по расчету токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производят для выбора релейной защиты и проверки оборудования на термическую и динамическую стойкость. При этом допускают:

- не учитывать насыщение сердечников трансформатора;
- не учитывать ток намагничивания трансформатора;
- не учитывать активное сопротивление линии.

Все эти допущения дают 10 % погрешности токов КЗ в сторону увеличения.

В практических расчетах определяют:

$I_{по}$  – периодическую составляющую в нулевой момент КЗ, для расчета на термическую стойкость.

$i_{уд}$  – ударный ток, для расчета на динамическую стойкость.

$I_{пт}$ ,  $i_{ат}$  - периодическая и апериодическая составляющие на момент разведения контактов.

При этом в учебном проекте время срабатывания защиты принимают за 0,1 с.

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке.

- Составляется расчетная схема рассматриваемой электроустановки, намечаются расчетные точки КЗ.

- На основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения, все сопротивления на ней нумеруются.

- Определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения; обозначаются расчетные точки КЗ.

- Путем постепенного преобразования относительно расчетной точки КЗ приводят схему замещения к наиболее простому виду, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся определенными

значениями эквивалентной ЭДС.  $E''_{\text{экв}}$  и ударного коэффициента  $k_{\text{уд}}$ , были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением.

- Определяют по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ  $I_{\text{п0}}$ , а затем ударный ток  $i_{\text{уд}}$ , периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени  $t$  ( $I_{\text{пт}}$   $i_{\text{ат}}$ ).

#### 4.5.2 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ

Расчет токов короткого замыкания ведем в относительных единицах.

Базисную мощность принимаем равной  $S_{\text{б}} = 1000 \text{ MVA}$

Расчетная схема представлена на рисунке 4.5:

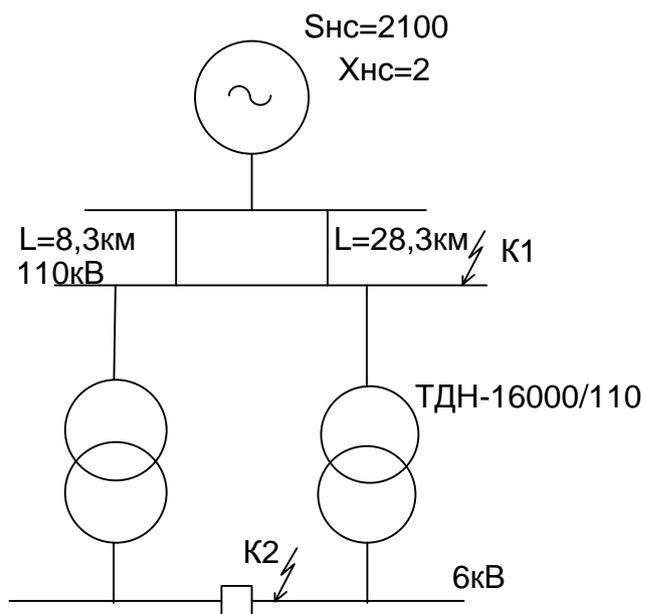


Рисунок 4.5 - Расчетная схема подстанции

По расчетной схеме составляется схема замещения, представленная на рисунке 4.6:

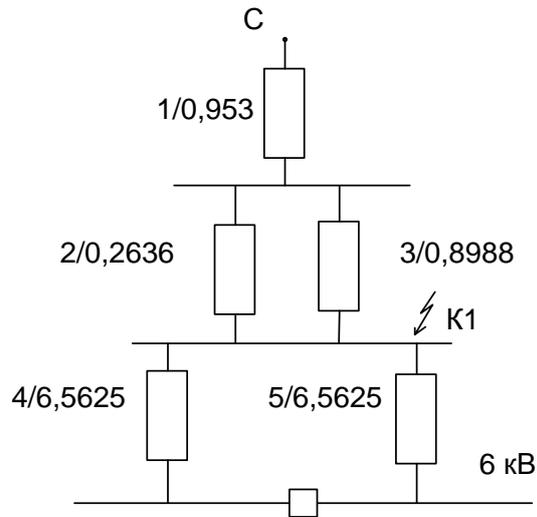


Рисунок 4.6 - Схема замещения подстанции

Определяем сопротивление энергосистемы по формуле 4.16:

$$X_1 = X_{НС} \frac{S_B}{S_{НС}} = 2 \cdot \frac{1000}{2100} = 0,953; \quad (4.16)$$

где  $S_{н.с.}$  – номинальная мощность энергосистемы, МВА;

Определяем сопротивление линии по формуле 4.17:

$$X_{лин} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S}{U_{ср}^2}; \quad (4.17)$$

где  $X_{уд}$  – удельное сопротивление 1км линии определяется;

$$X_2 = 0,42 \cdot 8,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,2636;$$

$$X_3 = 0,42 \cdot 28,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,8988;$$

Определяем сопротивление трансформатора по формуле 4.18:

$$X_{TP} = \frac{X_{T\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}; \quad (4.18)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,5625$$

Выполним преобразование для точки К1. Для точки К1 будет одна генерирующая ветвь.

$$X_6 = X_1 + \frac{X_2 X_3}{X_2 + X_3} = 0,953 + \frac{0,2636 \cdot 0,8988}{0,2636 + 0,8988} = 1,1568$$

Составляем лучевую схему, представленную на рисунке 4.7

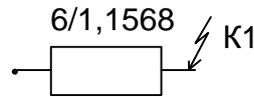


Рисунок 4.7 - Лучевая схема для точки К1

Рассчитываем токи короткого замыкания для точки К1

Определяем периодическую составляющую тока короткого замыкания по формуле 4.19:

$$I_{по} = \frac{E'' I_B}{X_{рез}}, \quad (4.19)$$

где  $E''$  – сверхпереходная ЭДС, для источников бесконечной мощности  $E'' = 1$ ;

$X_{рез}$  – сопротивление генерирующей ветви до точки К3;

$I_B$  – базисный ток, кА; Базисный ток определяется по формуле 4.20:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{НОМ}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}; \quad (4.20)$$

$$I_{по} = \frac{1 \cdot 5,02}{1,1568} = 4,34 \text{ кА};$$

Определяем ударный ток короткого замыкания по формуле 4.21:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_{yд}; \quad (4.21)$$

где  $K_{yд}$  – ударный коэффициент, определяется по [16, п.п.5.4.4];

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot 4,34 \cdot 1,608 = 9,8694 \text{ кА};$$

Определяем аperiodическую составляющую тока короткого замыкания в момент отключения по формуле 4.22:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (4.22)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания, определяется по [16, п.п.5.3.4];  
 $e^{-(\tau/T_a)}$  – определяется по кривой соответствующей  $\tau = 0,1$ .

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,34 \cdot 0,4 = 2,46 \text{ кА};$$

Определяем периодическую составляющую тока короткого замыкания, которая для источника бесконечной мощности определяется по формуле 4.23:

$$I_{\text{п}\tau} = I_{\text{по}}; \quad (4.23)$$

$$I_{\text{п}\tau} = 4,34 \text{ кА};$$

#### 4.5.3 Расчет токов короткого замыкания на шинах 6 кВ

Производим расчет токов короткого замыкания для точки К2, при коротком замыкании на шинах 6 кВ при включенном секционном выключателе.

Выполним преобразования для точки К2. Для точки К2 будет одна генерирующая ветвь:

$$X_7 = X_6 + \frac{X_4}{2} = 1,1568 + \frac{6,5625}{2} = 4,438;$$

Составляем лучевую схему, которая приведена на рисунке 4.8:

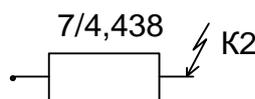


Рисунок 4.8 – Лучевая схема для точки К2 (СВ включен)

Расчет токов короткого замыкания производим аналогично предыдущему случаю и результаты сводим в таблицу 4.3.

Производим расчет токов короткого замыкания для точки К2 при отключенном секционном выключателе.

Выполним преобразования для точки К2. Для точки К2 будет одна генерирующая ветвь:

$$X_8 = X_6 + X_4 = 1,1568 + 6,5625 = 7,7193 ,$$

Составляем лучевую схему, которая приведена на рисунке 4.9:

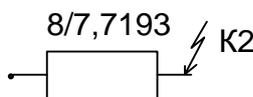


Рисунок 4.9 – Лучевая схема для точки К2 (СВ отключен)

Расчет токов короткого замыкания производим аналогично предыдущему случаю и результаты сводим в таблицу 5.3.

Таблица 4.3 - Сводная таблица токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{п.0}$ , кА	$i_y$ , кА	$i_{ат}$ , кА	$I_{п.т}$ , А
К1	4,34	9,8694	2,46	4,34
К2 (СВ включен)	19,71	47,39	13,94	19,71
К2 (СВ отключен)	11,33	27,25	8,012	11,33

## 4.6 Выбор выключателей и разъединителей

### 4.6.1 Общие сведения о выборе выключателей и разъединителей

Выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная

работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т. е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток  $I_{ном}$  и номинальное напряжение  $U_{ном}$ .

В пределах одного РУ выключатели и разъединители выбираются однотипными по цепи самого мощного присоединения, поэтому, прежде чем выбрать выключатель, определяют самую мощную цепь.

Выбираем выключатели по условиям 4.24 – 4.26:

$$U_{HB} \geq U_{уст}; \quad (4.24)$$

$$I_{HB} \geq I_{нцпн}; \quad (4.25)$$

$$I_{HB} \geq I_{макцпн}; \quad (4.26)$$

где  $U_{HB}$  - номинальное напряжение выключателя;

$I_{HB}$  - номинальный ток выключателя;

$I_{нцпн}, I_{макцпн}$  - номинальный и максимальный токи цепи.

Выбранный выключатель проверяем по условиям 4.27 – 4.31:

- На ток отключения:

$$I_{ном.откл} \geq I_{П\tau} \quad (4.27)$$

- На возможность отключения  $i_{ат}$  :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \frac{\beta_H \%}{100} \cdot I_{ном.откл} \geq i_{ат} \quad (4.28)$$

где  $\beta_H, \%$  - нормативное содержание аperiodической составляющей в полном токе короткого замыкания, [10, п.п.6.6.2 ];

Если условие 4.27 выполняется, а условие 4.28 не выполняется, то производим проверку по полному току:

$$\sqrt{2} I_{ном.откл} \left( 1 + \frac{\beta}{100} \right) \geq \left( \sqrt{2} I_{П\tau} + i_{ат} \right) \quad (4.29)$$

- На динамическую устойчивость:

$$i_{дин} \geq i_{уд} \quad (4.30)$$

где  $i_{дин}$  - ток динамический или предельно сквозной, кА;

- На термическую устойчивость:

$$B_{КДОП} = I_T^2 \cdot t_T \geq B_{КРАСЧ} = I_{по}^2 (t_{отк} + T_a), \quad (4.31)$$

где  $I_T$  – ток термической стойкости, кА;

$t_T$  – время протекания тока термической стойкости, определяем из паспортных данных, с.

#### 4.6.2 Выбор выключателей и разъединителей на ОРУ 110 кВ

Выключатели в пределах распределительного устройства выбираем по цепи самого мощного присоединения, в данном случае по цепи трансформатора связи.

Предполагается установить на ОРУ 110 кВ элегазовые выключатели серии ВЭБ-110-II, изготовленные на ОАО «УРАЛЭНЕРГОТЯЖМАШ», т.к. из расчетов видно, что это является наилучшим вариантом.

Выключатель предназначен для эксплуатации в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным климатом (до минус 55°C).

Выключатели успешно прошли полный комплекс испытаний на соответствие требованиям российских стандартов.

Для работы при низких температурах выключатель оснащен системой электроподогрева элегаза, автоматически включающейся при температуре окружающего воздуха минус 25°C и отключающейся при температуре выше минус 25°C.

Контроль утечки элегаза из полюсов выключателя осуществляется при помощи электроконтактных сигнализаторов плотности. Полюсы выключателя снабжены аварийной разрывной мембраной.

##### Основные преимущества и особенности

- наличие встроенных трансформаторов тока (с высоким классом точности);
- унифицированный с приводами элегазовых колонковых выключателей серии ВГТ пружинный привод типа ППрК;
- унифицированная с элегазовыми колонковыми выключателями серии ВГТ конструкция дугогасительного устройства, работающего на основе автогенерации;
- применение чистого элегаза;
- эксплуатация как в умеренном, так и в холодном климатах (до минус 55°C);
- автоматическое включение и отключение электроподогрева элегаза;

- высокий механический и коммутационный ресурс;
- малые габаритные размеры выключателя и масса;
- увеличенный (по сравнению с другими типами выключателей) межремонтный период-20 лет, срок эксплуатации - 40 лет и гарантийный период - 5 лет;
- минимальное техническое обслуживание в межремонтный период;
- высокие пожаро- и взрывобезопасность;
- поставка выключателя в полностью собранном виде;
- полная заводская готовность, быстрые монтаж и наладка.

Выключатели выбираем по следующим условиям:

$$U_{HB} = 110 \text{кВ} \geq U_{VCT} = 110 \text{кВ};$$

$$I_{HB} = 2000 \text{А} \geq I_{HЦЕПИ} = 54,6 \text{ А};$$

$$I_{HЦЕПИ} = \frac{0,65 \cdot S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,65 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 54,6 \text{ А};$$

$$I_{МАХЦЕПИ} = \frac{1,3 \cdot S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,65 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 70,96 \text{ А};$$

$$I_{HB} = 2000 \text{А} \geq I_{МАХЦЕПИ} = 70,96 \text{ А};$$

Выбранный выключатель проверяем по следующим условиям:

- На ток отключения:

$$I_{НОМ.откл} = 40 \text{кА} \geq I_{П\tau} = 4,34 \text{кА};$$

- На возможность отключения  $i_{ат}$  :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \frac{\beta_{H\%}}{100} \cdot I_{НОМ.откл} = \sqrt{2} \frac{40\%}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{кА} \geq i_{ат} = 2,46 \text{кА};$$

- На динамическую устойчивость:

$$i_{дин} = 100 \text{кА} \geq i_{уд} = 9,87 \text{кА};$$

- На термическую устойчивость:

$$B_{КДОП} = I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{кА}^2 \text{с} \geq B_{КРАСЧ} = I_{ПО}^2 (t_{отк} + T_a) = 1,036 \text{кА}^2 \text{с};$$

Выбранный выключатель типа ВЭБ-110-40/2000 УХЛ1 удовлетворяет всем требованиям.

Разъединители выбираются в тех же цепях, что и выключатели и по тем же условиям, а проверяются на термическую и динамическую устойчивость.

Предполагается установить на ОРУ 110 кВ разъединители типа РГД –110/1000 УХЛ 1.

Разъединители выбираем по следующим условиям:

$$U_{НР} = 110\text{кВ} \geq U_{УСТ} = 110\text{ кВ};$$

$$I_{НР} = 1000\text{ А} \geq I_{НЦЕПИ} = 54,6\text{ А};$$

$$I_{НР} = 1000\text{ А} \geq I_{МАХЦЕПИ} = 70,96\text{ А};$$

Выбранный разъединитель проверяем по следующим условиям:

- На динамическую устойчивость:

$$i_{дин} = 80\text{кА} \geq i_{уд} = 9,87\text{ кА};$$

- На термическую устойчивость:

$$B_{КДОП} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75\text{ кА}^2\text{с} \geq B_{КРАСЧ} = I_{по}^2 (t_{отк} + T_a) = 1,036\text{ кА}^2\text{с};$$

Выбранный разъединитель типа РГД –110/1000 УХЛ 1 удовлетворяет всем требованиям.

#### 4.6.3 Выбор выключателей в КРУН 6 кВ.

Выключатели в КРУН 6 кВ выбираются и проверяются по тем же условиям, что и выключатели, выбранные на ОРУ 110 кВ. Результаты расчетов сводим в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Параметры и условия выбора выключателей  
и разъединителей

Расчетные данные	Данные по каталогам	
	Выключатели	Разъединители
1	2	3
<b>ОРУ 110 кВ</b>		
$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$ $I_{МАХЦЕПИ} = 70,96 \text{ А}$ $I_{П\tau} = 4,34 \text{ кА}$ $i_{ат} = 2,46 \text{ кА}$ $i_{y\delta} = 9,87 \text{ кА}$ $B_{КРАСЧ} = 1,036 \text{ кА}^2\text{с}$	<b>ВЭБ-110-40/2000 УХЛ 1</b> $U_{НВ} = 110 \text{ кВ}$ $I_{НВ} = 2000 \text{ А}$ $I_{НОМ.ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$ $i_{аном} = 22,63 \text{ кА}$ $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ $B_{КДОП} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	<b>РГД-110/1000 УХЛ 1</b> $U_{НР} = 110 \text{ кВ}$ $I_{НР} = 1000 \text{ А}$ - - $i_{дин} = 80 \text{ кА}$ $B_{КДОП} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$
<b>КРУН 6 кВ</b>		
$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$ $I_{МАХЦЕПИ} = 1470 \text{ А}$ $I_{П\tau} = 19,71 \text{ кА}$ $i_{y\delta} = 47,39 \text{ кА}$ $B_{КРАСЧ} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	<b>ВБТЭ-М-10-20/1600</b> <b>УХЛ1</b> $U_{НВ} = 10 \text{ кВ}$ $I_{НВ} = 1600 \text{ А}$ $I_{НОМ.ОТКЛ} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 51 \text{ кА}$ $B_{КДОП} = 15,54 \text{ кА}^2\text{с}$	Разъединители не выбираются т.к. выключатели встроены в КРУН

## 4.7 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

### 4.7.1 Выбор измерительных трансформаторов тока на ОРУ 110 кВ

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока имеет замкнутый магнитопровод и две обмотки - первичную и вторичную. Первичная обмотка включается последовательно в цепь измеряемого тока  $I_1$ , ко вторичной обмотке присоединяются измерительные приборы, обтекаемые током  $I_2$ . Трансформатор тока работает в режиме близком к режиму короткого замыкания.

Трансформаторы тока выбираем в тех же цепях что и выключатели и по тем же условиям. На ОРУ 110 кВ установлены выключатели ВЭБ-110, которые имеют встроенные трансформаторы тока типа ТВ – 110 – 200/5.

Трансформаторы тока выбираются по условиям 4.32 – 4.34:

$$U_{HTA} = 110 \text{ кВ} \geq U_{VCT} = 110 \text{ кВ}; \quad (4.32)$$

$$I_{HTA} = 75 \text{ А} \geq I_{HЦЕПИ} = 54,6 \text{ А}; \quad (4.33)$$

$$I_{HTA} = 75 \text{ А} \geq I_{МАХЦЕПИ} = 70,96 \text{ А}; \quad (4.34)$$

Для уменьшения погрешностей первичный ток трансформатора должен быть как можно ближе к действительному току цепи.

Выбранные трансформаторы тока проверяются по условиям 4.35 – 4.37:

- На электродинамическую устойчивость:

$$i_{\text{пр.скв}} = 14 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 9,86 \text{ кА}; \quad (4.35)$$

- На термическую устойчивость:

$$B_{\text{КДОП}} = I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq B_{\text{КРАСЧ}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a) = 1,036 \text{ кА}^2 \text{ с}; \quad (4.36)$$

- На вторичную нагрузку:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{расч}} \quad (4.37)$$

Т. к. индуктивное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока мало, то принимаем:

$$z_2 \approx r_2$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} ; \quad (4.38)$$

Для определения  $r_{\text{приб.}}$ , составляется таблица с приборами, подключаемыми к трансформатору тока (таблица 4.5):

Таблица 4.5 – Нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э 325	0,1
Ваттметр	Д 335	0,5
Варметр	Д 335	0,5

Определяем  $r_{\text{приб.}}$  по формуле 4.39:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном}}^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом}; \quad (4.39)$$

$r_{\text{конт.}} = 0,05$  Ом при числе приборов до трех, включительно,  $r_{\text{конт.}} = 0,1$  при числе приборов больше трех;

Определяем  $r_{\text{пров.}}$  по формуле 4.38:

$$r_{\text{пров.}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб.}} - r_{\text{конт.}} = 0,88 - 0,044 - 0,05 = 0,786 \text{ Ом},$$

где  $I_{2\text{ном}}$  – номинальный вторичный ток, А;

$S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки, определяется по паспортным данным, ВА.

$$z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{22}{5^2} = 0,88 \text{ Ом};$$

Зная  $r_{\text{пров.}}$ , рассчитывается сечение провода по формуле 4.40:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 85}{0,786} = 3,06 \text{ мм}^2; \quad (4.40)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление проводов (для алюминия  $\rho = 0,0283$  Ом/мм<sup>2</sup>).

Согласно ПУЭ, сечение алюминиевых проводов должно быть не менее  $4 \text{ мм}^2$ , т. к.  $3.06 \text{ мм}^2 < 4 \text{ мм}^2$ , поэтому выбираем алюминиевый провод сечением  $4 \text{ мм}^2$  АКВВГ – 4.

Находим действительное сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S} = \frac{0,0283 \cdot 85}{4} = 0,6 \text{ Ом};$$

Производим конечную проверку:

$$z_{2\text{ном}} = 0,88 \text{ Ом} > z_{2\text{расч}} = r_{\text{приб.}} + r_{\text{пров.}} + r_{\text{конт}} = 0,044 + 0,6 + 0,05 = 0,694 \text{ Ом}$$

Трансформатор тока ТВ – 110 – 200/5 проходит по всем условиям.

#### 4.7.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на ОРУ 110 кВ

Трансформаторы напряжения выбираем по условиям 4.41 – 4.43:

$$U_{\text{номТВ}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (4.41)$$

$$\text{Схема соединения } \star / \star / \triangle; \quad (4.42)$$

$$S_{\text{н ТВ}} \geq S_{\text{расч.}} \quad (4.43)$$

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Первичная обмотка трансформатора напряжения включена на напряжение сети  $U_1$ , а ко вторичной обмотке (напряжение  $U_2$ ) присоединены параллельно катушки измерительных приборов и реле. Для безопасности обслуживания один выход вторичной обмотки заземлен. Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, невелик.

Предполагается установить на ОРУ 110 кВ измерительный трансформатор напряжения типа НКФ – 110 – 58:

Трансформатор напряжения выбираем по условиям 4.41 – 4.43:

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

схема соединения ;

$$S_{н \text{ TV}} \geq S_{\text{расч.}}$$

Для определения вторичной нагрузки составляем таблицу (таблица 4.6).

Наименование цепи и приборов		Тип	Потребляемая мощность 1 кат.	Количество кат.	Количество приборов	$S_{\text{расч}}$ (ВА)
1	2	3	4	5	6	7
Сборные шины	Вольтметр	Э-378	1,5	2	2	6
	Регистрирующий вольтметр	Н-344	10	1	1	10
	Фиксирующий прибор	ФИП	3	1	1	3
Линия 110 кВ	Ваттметр	Д-335	1,5	2	2	6
	Варметр	Д-335	1,5	2	2	6
	Фиксирующий прибор	ФИП	3	1	2	6
	Счетчик активной энергии	ЦЭ6805В	1	2	2	4
	Счетчик реактивной энергии	ЦЭ6811	1	2	2	4
Релейная защита	Дистанционная	0,5	-	2	1	
	ДФЗ	0,5	-	2	1	
Итого						43

Таблица 4.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

$$S_{нTV} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ ВА} \geq S_{расч} = 43 \text{ ВА};$$

Намеченный ранее измерительный трансформатор напряжения типа НКФ – 110 – 58 проходит по вторичной нагрузке.

#### 4.7.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения в КРУН 6 кВ

Предполагается установить в КРУН 6 кВ измерительный трансформатор напряжения типа ЗНОЛ – 06 – 10:

Трансформатор напряжения выбираем по условиям 4.41 – 4.43:

$$6 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ};$$

схема соединения ;

$$S_{н TV} \geq S_{расч}.$$

Для определения вторичной нагрузки составляем таблицу (таблица 4.7):

Таблица 4.7 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Наименование цепи и приборов		Тип	Потребляемая мощность 1 кат.	Количество кат.	Количество приборов	$S_{расч}$ (ВА)
Сборные шины	Вольтметр	Э-378	2	1	2	4
	Регистрирующий вольтметр	Н-344	10	1	1	10
Линия 6 кВ	Счетчик активной энергии	ЦЭ6805 В	1	2	8	16
	Счетчик реактивной энергии	ЦЭ6811	1	2	8	16
Итого						46

$$S_{нTV} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ ВА} \geq S_{расч} = 46 \text{ ВА};$$

Намеченный ранее измерительный трансформатор напряжения типа ЗНОЛ – 06 – 10 проходит по вторичной нагрузке.

## 4.8 Выбор токоведущих частей

### 4.8.1 Выбор сборных шин на ОРУ 110 кВ

Выбираем сборные шины 110 кВ и токоведущие части от трансформатора до сборных шин 110 кВ.

Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах.

$$I_{\text{МАХЦЕПИ}} = 1,4 \cdot 54,6 = 76,44 \text{ A};$$

Выбираю провод АС – 70/11,  $q = 70 \text{ мм}^2$ ,  $d = 11,4 \text{ мм}$ ,  $I_{\text{доп.}} = 265 \text{ А}$ . Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка шин на схлестывание не производится так как  $I_{\text{п.0}}^{(3)} < 20 \text{ кА}$ ;

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе;

Проверка по условиям короны не производится, так как согласно ПУЭ минимальное сечение для воздушных линий электропередач 110 кВ  $70 \text{ мм}^2$ .

Учитывая, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на ВЛ, а также для получения методики расчета проведем проверочный расчет.

Определяем начальную критическую напряженность по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{r_0}\right); \quad (4.44)$$

где  $m$  – коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода. Для многопроволочного провода  $m = 0,82$ .

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 34,69 \text{ кВ / см};$$

Определяем напряженность вокруг провода по формуле 5.45:

$$E = \frac{0,345U}{r_0 \lg \frac{P_{cp}}{r_0}}; \quad (4.45)$$

где  $U$  – минимальное напряжение, кВ;

$d_{\text{ср}}$  – среднее геометрическое расстояние между фазами сборных шин.

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,571 \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,57}} = 26,6 \text{ кВ} / \text{см};$$

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

$$1,07 \cdot 26,6 = 28,47 \text{ кВ} / \text{см} \leq 0,9 \cdot 34,69 = 31,221 \text{ кВ} / \text{см};$$

На основании этих расчетов можем заключить, что провод АС – 70/11 по условиям короны проходит.

Токоведущие части от выводов трансформатора 110 кВ до сборных шин 110 кВ выполняем гибкими проводами. Сечение проводов выбираю по экономической плотности тока  $j_s = 1 \text{ А} / \text{мм}^2$ , [7, табл.3.35, стр.95];

$$q_s = \frac{I_{\text{норм}}}{j_s} = \frac{54,6}{1} = 54,6 \text{ мм}^2;$$

Согласно выполненным расчетам выбираем провод типа АС – 70/11,  $q = 70 \text{ мм}^2$ ,  $d = 11,4 \text{ мм}$ ,  $I_{\text{доп.}} = 265 \text{ А}$

Проверяем провод по допустимому току:

$$I_{\text{МАХЦЕПИ}} = 76,44 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 265 \text{ А};$$

Проверку на корону не выполняем, поскольку выше было показано, что провод типа АС – 70/11 на напряжении 110 кВ не коронирует.

#### 4.8.2 Выбор сборных шин со стороны 6 кВ

Соединение силового трансформатора со сборными шинами КРУН 6 кВ выполняем шинами коробчатого сечения (75·35·5,5) мм,  $I_{\text{доп}} = 2670 \text{ А}$ .

Проверяем сборные шины по условию нагрева в продолжительном режиме:

$$I_{\text{МАХЦЕПИ}} = 1470 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 2670 \text{ А}; \quad (4.46)$$

Проверяем сборные шины по условию нагрева в продолжительном режиме с учетом поправочного коэффициента на температуру, равный 0,94:

$$I_{МАХЦЕПИ} = 1470 А \leq I_{ДОП} = 2509,8 А; \quad (4.47)$$

Проверяем сечение на термическую стойкость. Минимальное сечение по условию термической стойкости равно:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{15540 \cdot 10^3}}{91} = 43,32 \text{ мм}^2; \quad (4.48)$$

Следовательно, проводник является термически стойким, так как выполнено неравенство 4.49:

$$q_{\min} = 43,32 \text{ мм}^2 \leq q = 695 \text{ мм}^2; \quad (4.49)$$

Производим проверку сборных шин на механическую прочность. Расчет производим без учета колебательного процесса в механической конструкции, так как шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления  $W_{x-x} = 14,1 \text{ см}^3$ . При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчет ведем по формуле 4.50:

$$\sigma_{\Phi МАХ} = \frac{2,5 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot W_{x-x}} = \frac{2,5 \cdot 47390^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 14,1} = 19,9 \text{ МПа}; \quad (4.50)$$

где  $l = 2 \text{ м}$ ;  $a = 0,8 \text{ м}$ .

Производим проверку сборных шин на механическую прочность по условию 4.51:

$$\sigma_{\Phi МАХ} = 19,9 \text{ МПа} \leq \sigma_{ДОП} = 75 \text{ МПа}; \quad (4.51)$$

Выбранные шины согласно условию являются механически прочными.

## 4.9 Выбор конструкций распределительных устройств

### 4.9.1 Конструкция ОРУ 110кВ

ОРУ – это открытое распределительное устройство, расположенное на открытом воздухе. Все аппараты ОРУ обычно располагаются на невысоких основаниях (металлических или железобетонных). По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования.

Комплектные трансформаторные подстанции изготавливаются на заводах и крупноблочными узлами доставляются на место монтажа. Широкое внедрение комплектных трансформаторных подстанций позволило индустриализовать и ускорить монтаж подстанций, обеспечить максимальную безопасность при обслуживании, уменьшить габариты подстанции.

КТПБ(М) монтируется из укрупненных блоков: линии, ввода, шинных аппаратов, разъединителей, выключателей, опорных изоляторов, жесткой ошиновки.

Молниезащита выполняется стержневыми молниеотводами, установленными на концевых опорах и, при необходимости, на отдельно стоящих опорах.

ОРУ должны обеспечивать надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения, максимальное применение крупноблочных узлов заводского изготовления.

Ошиновка ОРУ выполняется гибким сталеалюминевым проводом АС-70/11.

Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты и автоматики прокладываются в лотках железобетонных конструкций без заглубления их в почву или в металлических лотках подвешенных к конструкциям ОРУ.

ОРУ должно быть ограждено.

ОРУ имеют следующие преимущества перед закрытыми:

- меньше объем строительных работ, так как необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор, в связи с этим уменьшаются время сооружения и стоимость ОРУ;
- легче выполняются расширение и реконструкция;
- все аппараты доступны для наблюдения.

В то же время открытые РУ менее удобны в обслуживании при низких температурах и в ненастье, занимают значительно большую площадь, чем ЗРУ, а аппараты на ОРУ подвержены запылению, загрязнению и колебаниям температуры.

#### 4.9.2 Конструкция КРУН 6 кВ

Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН) предназначены для открытой установки вне помещения. КРУН состоят из металлических шкафов со встроенными в них аппаратами, приборами, устройствами защиты и управления.

Шкафы КРУН имеют уплотнения, обеспечивающие защиту аппаратуры от загрязнения и атмосферных осадков. Так как шкафы не абсолютно герметичны, то КРУН не предназначены для работы в среде с влажностью воздуха не более 80 %, опасной в отношении взрыва и пожара, а также в среде с химически активными газами и токопроводящей пылью. КРУН рассчитаны для работы при температурах окружающего воздуха от  $-40$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ . В некоторых сериях КРУН предусматривается искусственный подогрев воздуха внутри шкафа для предотвращения конденсации влаги при резких колебаниях температуры наружного воздуха.

КРУН могут иметь стационарную установку выключателя в шкафу или выкатную тележку с выключателем.

Закрытый коридор обслуживания в КРУН серии К – 59 (рисунок 4.10) образуется передней стенкой коридора со стороны фасада, крышей и торцевыми стенками и дверями, открывающимися наружу.

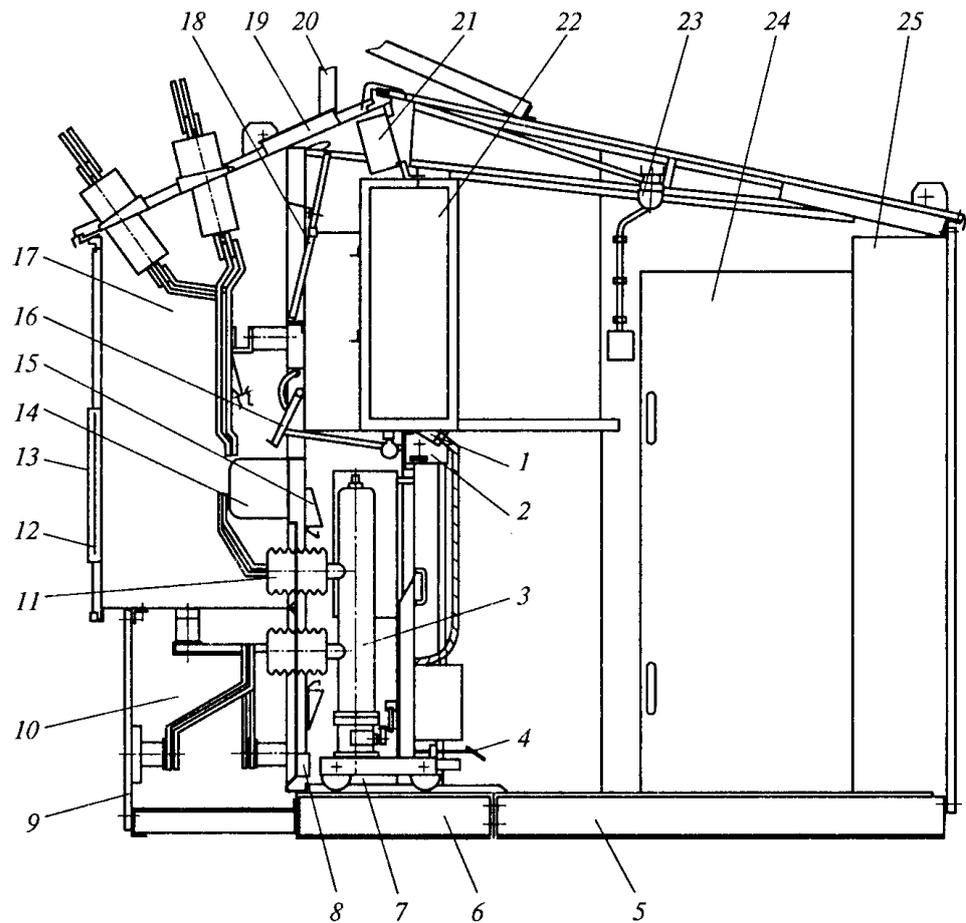


Рисунок 4.10 – Шкаф воздушного ввода КРУН типа К – 59

1 — разъем штепсельный; 2 — привод заземляющего разъединителя; 3 — тележка с высоковольтным выключателем; 4 — педаль фиксатора положения тележки; 5, 6 — рамы основания блока; 7 — отсек тележки; 8 — электронагреватель; 9 — стенка съемная; 10 — отсек сборных шин; 11 — изолятор проходной с неподвижными разъединяющими контактами; 12 — перегородка предохранительная; 13 — дверь отсека ввода; 14 — трансформатор тока; 15 — шторы защитные; 16 — заземляющий разъединитель; 17 — отсек ввода; 18 — клапан дифференциальный; 19 — клапан разгрузочный; 20 — кронштейн ввода; 21 — перегородка; 22 — шкаф релейный; 23 — узел освещения; 24 — дверь; 25 — блок релейных шкафов

Все эти части поставляются отдельными элементами и собираются на месте. Тележка с выключателем 3 выкатывается в коридор.

Сборные шины 10 расположены в нижней части шкафа. Разгрузочный клапан 19 и заземляющий разъединитель 16 обеспечивают более надежную работу автоматики ограничения времени горения открытой дуги КЗ. Шкаф К – 59 металлическими перегородками разделен на отсеки: тележки 7, сборных шин 10, ввода 17, шкафа релейного 22.

КРУН может иметь различную конструкцию в зависимости от применяемого оборудования, схем главных и вспомогательных соединений.