

**МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО И ВОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

ТАШКЕНТСКИЙ ИНСТИТУТ ИРРИГАЦИИ И МЕЛИОРАЦИИ

Направление образования -5520200 «Электроэнергетика (в водном хозяйстве)»

Кафедра «Электроснабжение гидромелиоративных систем и эксплуатация
электрооборудования»

«Допущен к защите»
заведующий кафедрой,
к.т.н., доцент

_____ Н.Т.Тошпулатов
« ___ » _____ 2014 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА НА СОИСКАНИЕ
СТЕПЕНИ
БАКАЛАВРА**

**Тема: Реконструкция оборудования подстанции 110/35/10 кВ
«ТОЙТЕПА»**

Выполнил

М.Б.Минаваров

Руководитель ВКР

Л.А.Батырова

Ташкент 2014 г.

ТАШКЕНТСКИЙ ИНСТИТУТ ИРРИГАЦИИ И МЕЛИОРАЦИИ

Факультет А и МВХ

«УТВЕРЖДАЮ»

Направление бакалавриата
«5520200» Электроэнергетика
(в водном хозяйстве)

Заведующий кафедрой
«ЭСГС и ЭЭО» к.т.н., доцент
_____ Н.Т. Тошпулатов
« ____ » _____ 2014 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Студент Мухриддин Бахтиярович Минаваров

1. Тема выпускной работы: Реконструкция оборудования подстанции 110/35/10 кВ «ТОЙТЕПА»

« ____ » _____ 2013 г. одобрено на заседании кафедры

2. Срок сдачи выпускной работы 10 июня 2014 г..

3. Исходные данные для выполнения выпускной работы:

Материалы предварительной практики перед выполнением ВКР. Методы и устройства для релейной защиты.

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (список разработанных задач):
Введение. Техико-экономический расчёт вариантов реконструкции подстанции «Тойтепа». Расчет токов короткого замыкания. Выбор оборудования подстанции. Расчёт заземляющего устройства. Релейная защита. Молнезащита подстанции. Учет электроэнергии и измерение электрических параметров в электроустановке. Безопасность жизнедеятельности. Заключение

5. Состав графической части (точное наименование чертежей): Существующая схема подстанции «ТОЙТЕПА». Суточные графики нагрузок на стороне 35 и 10 кВ. Принципиальная схема максимальной токовой защиты. Принципиальная схема дифференциальной защиты. Принципиальная схема газовой защиты. Схема питания АСКУЭ. Схема заземляющего устройства подстанции. Схема молнезащиты..

6. Консультанты по выпускной работе

№ п/п	Тема раздела	Ф,И,О. консультанта	Подпись, дата	
			Задание выдано	Задание выполнено
1.	Основные разделы	<u>Батырова Л.А.</u>		
2.	БЖД			
3.	Экономика			

7. План выполнения выпускной работы

№ п/п	Наименование разделов	Сроки выполнения	Отметка о выполнении
1.	Введение	10.04.2014	
2.	Технико-экономический расчёт вариантов реконструкции подстанции «Тойтепа».	15.04.2014	
3.	Расчет токов короткого замыкания	25.04.2014	
4.	Выбор оборудования подстанции	5.05.2014	
5.	Расчёт заземляющего устройств	15.05.2014	
6.	Релейная защита.	20.05.2014	
7.	Молниезащита подстанции	1.06.2014	
8.	Учет электроэнергии и измерение электрических параметров в электроустановке.	5.06.2014	
8.	<u>Охрана труда и техника безопасности.</u> Оформление ВКР	10.06.14	

Руководитель выпускной работы Батырова Л.А. _____

Задание принято к исполнению Минаваров М.Б. _____

Дата выдачи задания «10» декабря 2013 г.

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены вопросы реконструкции подстанции «ТОЙТЕПА. Реконструкция необходима в связи с растущим потреблением электрической энергии и моральным и физическим износом оборудования. Проведен технико-экономический расчет выбора трансформаторов подстанции. Проведен расчет токов короткого замыкания, на основании которых выбрано современное оборудование на напряжение 110, 35, 10 кВ. Рассмотрены вопросы расчета контура заземления, релейной защиты понижающего трансформатора и линий 10 кВ, автоматического включения резерва, молниезащиты подстанции, учета электроэнергии и измерение электрических параметров в электроустановке, безопасности жизнедеятельности.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Введение	6
1	Технико-экономический расчёт вариантов реконструкции подстанции «Тойтепа».....	9
1.1.	Расчёт нагрузок на шинах ПС.....	9
1.2.	Расчет годового потребления энергии.....	10
1.3.	Время максимума потребления нагрузки.....	11
1.4.	Время максимальных потерь энергии - τ	11
1.5.	Выбор трансформаторов.....	11
1.6.	Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторах.....	12
1.7.	Определение приведенных затрат по вариантам.....	13
2.	Расчет токов короткого замыкания.....	15
2.1.	Расчёт сопротивлений в схеме замещения в относительных единицах.....	16
2.2.	Определение токов короткого замыкания.....	18
3.	Выбор оборудования подстанции.....	20
3.1.	Оборудование 110 кВ.....	20
3.2.	Оборудование 35 кВ.....	24
3.3.	Оборудование 10кВ.....	28
4.	Релейная защита.....	37
4.1.	Газовая защита.....	37
4.2.	Дифференциальная.....	39
4.3.	МТЗ от внешних КЗ.....	43
4.4.	Защита линий 10кВ.....	44
5.	Молниезащита подстанции.....	46
6.	Учет электроэнергии и измерение электрических параметров в электроустановке.....	50
7.	Безопасность жизнедеятельности.....	54
7.1.	Классификация электроустановок и помещений в отношении электробезопасности.....	54
7.2.	Основные меры защиты, обеспечивающие безопасность электротехнического персонала и посторонних лиц.....	55
	Заключение.....	60
	Список использованной литературы.....	61
	Приложение.....	63

ВВЕДЕНИЕ

В докладе на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2012 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2013 год президент Республики Узбекистан И.А.Каримов отмечал: «В принятых программах развития инфраструктуры предусмотрена реализация в ближайшей перспективе более 26 инвестиционных проектов по созданию новых и реконструкции действующих энергетических мощностей, сетей передачи электроэнергии. Это, прежде всего, такие стратегически важные проекты, как строительство двух парогазовых установок на Талимарджанской ТЭС общей мощностью 900 МВт, парогазовой установки мощностью 370 МВт на Ташкентской ТЭС, энергоблока мощностью 130-150 МВт на Ангренской ТЭС, новых генерирующих мощностей в Ферганской долине, высоковольтных линий электропередач, соединяющих Сырдарьинскую ТЭС с Ново-Ангренской ТЭС, строительство внешнего энергоснабжения Устюртского газохимического комплекса и другие.

Завершение строительства и ввод этих объектов позволят не только кардинально технически переоснастить всю нашу энергосистему, надежно обеспечить за счет собственных энергетических ресурсов все регионы республики, но и повысить эффективность ее функционирования, значительно сократить затраты и технические потери при производстве и передаче электроэнергии, оптимизировать структуру энергетических ресурсов.

ГАК «Узбекэнерго» необходимо принять дополнительные меры по ускорению реализации проектов строительства парогазовых электростанций, использованию альтернативных источников энергии, внедрению автоматизированной системы учета и контроля потребления электрической энергии, осуществлению мероприятий по сокращению технологических потерь при выработке и транспортировке электроэнергии» [1]. Этим выступлением И.А.Каримов поставил задачи дальнейшего развития энергетики Республики.

В рамках выполнения поставленных задач в своем докладе на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2013 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2014 год президент Республики Узбекистан И.А.Каримов отмечал.

В 2013 году в рамках Инвестиционной программы, из всех источников финансирования завершены проекты в 150 видах производства на общую сумму 2 миллиарда 700 миллионов долларов США. В том числе на Ташкентском тепловом электрическом центре внедрена технология когенератной газовой турбины; созданием Уртабулок – Муборакского завода по переработке газа, трубопровода и компрессорной станции завершено полное оснащение Сомонтепинского и Южного Уртабулокского месторождений; за счет модернизации «Ангренского» месторождения 1-5-блоки Ново-Ангренской тепловой электростанции переведены на круглогодичное использование угля; реконструирована подстанция «Охангарон» в «Ангренской» специализированной индустриальной зоне; и другие крупные проекты.

В настоящее время ускорение научно-технического прогресса диктует необходимость совершенствования промышленной электроэнергетики: создания экономичных, надежных систем электроснабжения промышленных предприятий, освещения, автоматизированных систем управления электроприводами и технологическими процессами; внедрения микропроцессорной техники, элегазового и вакуумного электрооборудования, новых комплектных преобразовательных устройств. На проектирование электроснабжения промышленных предприятий занято огромное количество инженерно-технических работников, накопивших значительный опыт. Однако бурный прогресс в технике и, в частности, в энергетике выдвигают все новые проблемы и вопросы, которые должны учитываться при проектировании и сооружении современных сетевых объектов.

Реконструируемая подстанция расположена в Средне Чирчикском районе Ташкентской области, на территории города Тойтепа.

Данный район является динамически развивающимся. В связи с активной застройкой района и увеличением числа малых и средних предприятий и фермерских хозяйств, встаёт вопрос о дополнительной мощности для питания электроприемников.

Электроэнергией район обеспечивается от энергосистемы в данном работе рассмотрен вопрос о питании потребителей в Средне Чирчикском районе по линиям 35 и 10 кВ.

В целях обеспечения бесперебойности питания электроэнергией ответственных потребителей и повышения устойчивости аппаратуры по отношению к токам короткого замыкания предусматривается автоматизация в системах электроснабжения АВР, АПВ, что позволяет обходиться без дежурного персонала на подстанциях.

Экономическая целесообразность главной схемы электрических соединений предприятия определяется суммарными минимальными расчетными затратами.

На стороне 10 кВ приняты новые ячейки КРУН типа КМ-1, которые укомплектованы вакуумными выключателями ВВ/TEL-10, управление выключателями осуществляется блоками ВU/TEL.

На 110 кВ установлены элегазовые выключатели ВГБУ – 110 У1 с моторным приводом.

Питание потребителей собственных нужд ПС и цепей оперативного тока осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 мощностью кВА каждый. Щит СН состоит из двух секций соединенных секционным автоматом, В нормальном режиме секционный автомат находится в отключенном положении.

1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ «ТОЙТЕПА»

1.1 Расчёт нагрузок на шинах ПС.

Таблица 1.1 - Исходные данные .

Мощность КЗ $S_{кз}, \text{МВ А}$	$I_3, \text{кА}$	Длина линии $L_{110}, \text{км}$	Подстанция $U, \text{кВ}$	Напряжения $U, \text{кВ}$	$P_{\text{max}},$ МВт	$\text{Cos } \varphi$
8000	1,25	20	110/35/10	35 10	18,5 10,8	0,85 0,88

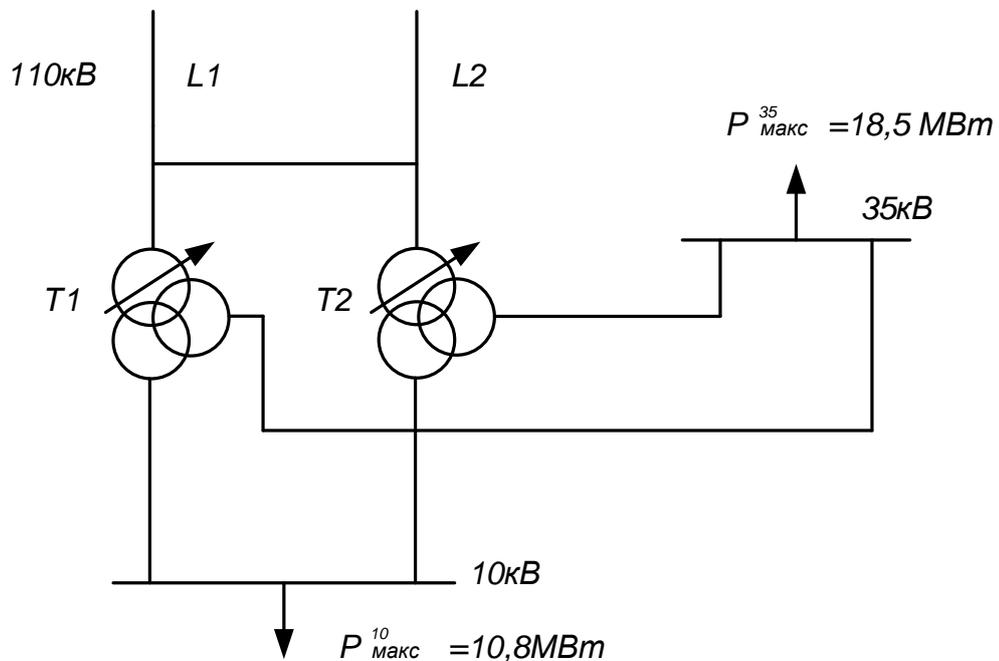


Рис.1.1. Структурная схема ПС

Полные мощности подстанции по ступеням напряжения

$$S_m^{CH} = \frac{P_m}{\text{Cos } \varphi} = \frac{18,5}{0,87} = 21,26 \text{ МВА} \quad S_m^{HH} = \frac{P_m}{\text{Cos } \varphi} = \frac{10,8}{0,9} = 12 \text{ МВА}$$

Реактивные мощности ПС.

$$Q_m^{CH} = \sqrt{(S_m^{CH})^2 - (P_m^{CH})^2} = \sqrt{21,26^2 - 18,5^2} = 10,45 \text{ Мвар.}$$

$$Q_M^{HH} = \sqrt{(S_M^{HH})^2 - (P_M^{HH})^2} = \sqrt{12^2 - 10,8^2} = 5,2 \text{ Мвар.}$$

Полные мощности ПС.

$$P_M^{BH} = P_M^{HH} + P_M^{CH} = 18,5 + 10,8 = 29,3 \text{ МВт.}$$

$$Q_M^{BH} = Q_M^{HH} + Q_M^{CH} = 10,45 + 5,2 = 15,65 \text{ Мвар.}$$

$$S_M^{BH} = \sqrt{(P_M^{BH})^2 + (Q_M^{BH})^2} = \sqrt{29,3^2 + 15,65^2} = 33,21 \text{ МВА.}$$

1.2. Расчет годового потребления энергии.

По расчетным графикам нагрузок (приложение №1) рассчитывается годовая энергия потребления.

Энергия зимних суток.

$$W_{зс}^{HH} = P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + P_4 t_4 + P_5 t_5 = 5 \cdot 6 + 8 \cdot 4 + 10,8 \cdot 6 + 7 \cdot 6 + 5 \cdot 2 = \\ = 178,8 \text{ МВт} \cdot \text{ час.}$$

$$W_{зс}^{CH} = P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + P_4 t_4 + P_5 t_5 = 6 \cdot 4 + 8 \cdot 4 + 12 \cdot 2 + 18,5 \cdot 6 + 16 \cdot 2 + 12 \cdot 4 + 6 \cdot 2 = \\ = 283 \text{ МВт} \cdot \text{ час.}$$

Энергия летних суток.

$$W_{лс}^{HH} = P_6 t_6 + P_7 t_7 + P_8 t_8 + P_9 t_9 + P_{10} t_{10} = 4 \cdot 8 + 7 \cdot 2 + 10 \cdot 6 + 6 \cdot 4 + 4 \cdot 4 = 146 \\ \text{МВт} \cdot \text{ час.}$$

$$W_{лс}^{CH} = P_6 t_6 + P_7 t_7 + P_8 t_8 + P_9 t_9 + P_{10} t_{10} = 4 \cdot 6 + 6 \cdot 2 + 12 \cdot 2 + 16 \cdot 6 + 10 \cdot 4 + 4 \cdot 4 = \\ = 212 \text{ МВт} \cdot \text{ час.}$$

Электрическая энергия, потреблённая за год по каждому графику

$N_3 = 213$ – количество зимних суток;

$N_L = 152$ – количество летних суток;

$$W_{год} = W_{зс} N_3 + W_{лс} N_L \text{ МВт час}$$

$$W_{год}^{CH} = W_{зс}^{CH} N_3 + W_{лс}^{CH} N_L = 283 \cdot 213 + 212 \cdot 152 = 92503 \text{ МВт} \cdot \text{ час.}$$

$$W_{год}^{HH} = W_{зс}^{HH} N_3 + W_{лс}^{HH} N_L = 178,8 \cdot 213 + 146 \cdot 152 = 60276,4 \text{ МВт} \cdot \text{ час.}$$

1.3. Время максимума потребления нагрузки

$$T_M = \frac{W_{ГОД}}{P_M}, \text{ час.}$$

$$T_{M,CH} = \frac{W_{Г,CH}}{P_{M,CH}} = \frac{92503}{18,5} = 5000 \text{ час.}$$

$$T_{M,HH} = \frac{W_{Г,HH}}{P_{M,HH}} = \frac{60276,4}{10,8} = 5581 \text{ час.}$$

$$T_{M,ВН} = \frac{P_{M,CH} T_{M,CH} + P_{M,HH} T_{M,HH}}{P_{M,CH} + P_{M,HH}} = \frac{18,5 * 5000 + 10,8 * 5581}{18,5 + 10,8} = 5215 \text{ час.}$$

1.4. Время максимальных потерь энергии - τ

Рассчитывается, за год на каждом напряжении. Годовая продолжительность времени потерь принимается календарная $T=8760$ часов

$$\tau = \left(0,124 + \frac{\dot{O}_l}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ час.}$$

для каждой из сторон:

$$\tau_{CH} = \left(0,124 + \frac{5000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3410 \text{ час.}$$

$$\tau_{HH} = \left(0,124 + \frac{5581}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4075 \text{ час.}$$

$$\tau_{ВН} = \left(0,124 + \frac{5215}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3650 \text{ час.}$$

1.5. Выбор трансформаторов

Трансформатор выбирается с учётом его загрузки и с учётом максимально допустимой $S_{max.вн}$. В нашем случае $S_{max.вн} \geq 33,21$ МВА, согласно ПУЭ выбираем трансформаторы по 70% загрузке в нормальном режиме.

$$S_{НОМ.Т} = 0,7 \cdot S_M^{ВН} = 0,7 \cdot 33,21 = 23,25 \text{ МВА.}$$

По таблице 3.6 стр.150 [2] выбираем трансформаторы:

вариант 1 - ТДТН-25000/110; вариант 2 -ТДТН-40000/110.

Трансформаторы 3-х фазные; система охлаждения: дутье ; 3-х обмоточные с наличием устройства РПН.

Таблица 1.2. Технические параметры трансформаторов .

Тип	S _{ном} МВА	U (кВ)			P _к кВт	P _{xx} кВт	Uк%			I _{xx} %
		ВН	СН	НН			В-С	В-Н	С-Н	
ТДТН-25000/ 110	25	115	38,5	10,5	140	28,5	10,5	17,5	6,5	0,7
ТДТН-40000/ 110	40	115	38,5	10,5	200	39	10,5	17,5	6,5	0,6

1.6. Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторах

Вариант-1:

Определяем коэффициент аварийной перегрузки.

$$K_{п.ав} = \frac{S_{max}}{S_{ном}}; \quad K_{п.ав} = \frac{33210}{25000} = 1,33$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условию:

$$K_{п.ав} = 1,33 < K_{доп} = 1,4$$

Определяем потери мощности в трансформаторе:

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot P_{к.ВН-СН} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт}$$

Определяем потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_T^{1B} &= N \cdot \left[\Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} + \Delta P_{\kappa}^B \cdot \left(\frac{S_{max}^B}{n \cdot S_{ном.T}} \right)^2 \cdot \tau_B + \Delta P_{\kappa}^C \cdot \left(\frac{S_m^C}{n \cdot S_{ном.T}} \right)^2 \cdot \tau_C + \Delta P_{\kappa}^H \cdot \left(\frac{S_m^H}{n \cdot S_{ном.T}} \right)^2 \cdot \tau_H \right] = \\ &= 2 \cdot \left[39 \cdot 8760 + 200 \cdot \left(\frac{33,21}{40} \right)^2 \cdot 3650 + 200 \cdot \left(\frac{21,26}{40} \right)^2 \cdot 4075 + 200 \cdot \left(\frac{12}{40} \right)^2 \cdot 3410 \right] = \\ &= 1136451 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

Вариант-2:

Определяем коэффициент аварийной перегрузки.

$$K_{п.ав} = \frac{S_{max}}{S_{ном}};$$

$$K_{n.ав} = \frac{33210}{40000} = 0,83$$

Выбранный трансформатор не удовлетворяет условию:

$$K_{п.ав} = 0,83 < K_{доп} = 1,4,$$

т.к в аварийных ситуациях есть возможность отключения потребителя 3-й категории, то оставляем для дальнейших расчетов данный трансформатор.

Определяем потери мощности в трансформаторе:

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot P_{к.вн-сн} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт}$$

Определяем потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_T^{2B} &= N \cdot \left[\Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} + \Delta P_{\kappa}^B \cdot \left(\frac{S_{\max}^B}{n \cdot S_{ном.AT}} \right)^2 \cdot \tau_B + \Delta P_{\kappa}^C \cdot \left(\frac{S_m^C}{n \cdot S_{ном.AT}} \right)^2 \cdot \tau_C + \Delta P_{\kappa}^H \cdot \left(\frac{S_m^H}{n \cdot S_{ном.AT}} \right)^2 \cdot \tau_H \right] = \\ &= 2 \cdot \left[28,5 \cdot 8760 + 140 \cdot \left(\frac{33,21}{25} \right)^2 \cdot 3650 + 140 \cdot \left(\frac{21,26}{25} \right)^2 \cdot 4075 + 140 \cdot \left(\frac{12}{25} \right)^2 \cdot 3410 \right] = \\ &= 1673961 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

1.7 Определение приведенных затрат по вариантам

Стоимость потерь электроэнергии

$C_{II} = \beta \cdot \Delta W_{TP}$ - стоимость потерь энергии в трансформаторах

$\beta = 3,74$ сум/кВт час – стоимость потерь электроэнергии (по данным АО ВК

РЭК).

Вариант 1

$$C_{II} = 3,74 \cdot 1136451 = 42503267 \text{ сум}$$

Вариант-2

$$C_{II} = 3,74 \cdot 1673961 = 62606140 \text{ сум}$$

Таблица 1.3. Капитальные затраты

Наименование оборудования	Стоимость единицы оборудования Тыс.сум	Первый вариант.		Второй вариант.	
		Кол-во	Общая стоимость Тыс. сум	Кол-во	Общая стоимость Тыс.сум
ТДТН-25000/110	900·300= 270000	2	540000	-	-
ТДТН-40000/110	1300·300= 390000	-	-	2	780000
Ячейка ОРУ-110	500·300= 150000	2	300000	2	300000
Ячейка ОРУ-35	110·300=33000	297000		9297000	
КРУ-10	37,2·300=11160	20	2232000	20	2232000
К _Σ	-	-	1360200	-	1600200

Стоимость оборудования по таб. П5.1, П5.4 [1]. Коэффициент пересчета 300 (по данным АО ВК РЭУ).

I-Вариант

$$C_A = \frac{9,4}{100\%} \times 1360200 = 127858 \text{ тыс.сум}$$

II-Вариант

$$C_A = \frac{9,4}{100\%} \times 1600200 = 15041,8 \text{ тыс.сум}$$

Приведённые затраты

$$Z = \rho_H K + C_A + C_{II}$$

где $\rho_H = 0,125$ - нормативный коэффициент экономической эффективности.

I-Вариант

$$Z = 0,125 \cdot 1360200 + 127858 + 62606140 = 62904020 \text{ тыс.сум}$$

II-Вариант

$$Z = 0,125 \cdot 1600200 + 150410 + 42503267 = 42853702 \text{ тыс.сум}$$

Вывод: Для дальнейшего расчёта выбираю Вариант-1 с наименьшими затратами.

2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для расчетов токов короткого замыкания будем использовать расчетную схему подстанции (рис. 2.1) и схему замещения (рис. 2.2)

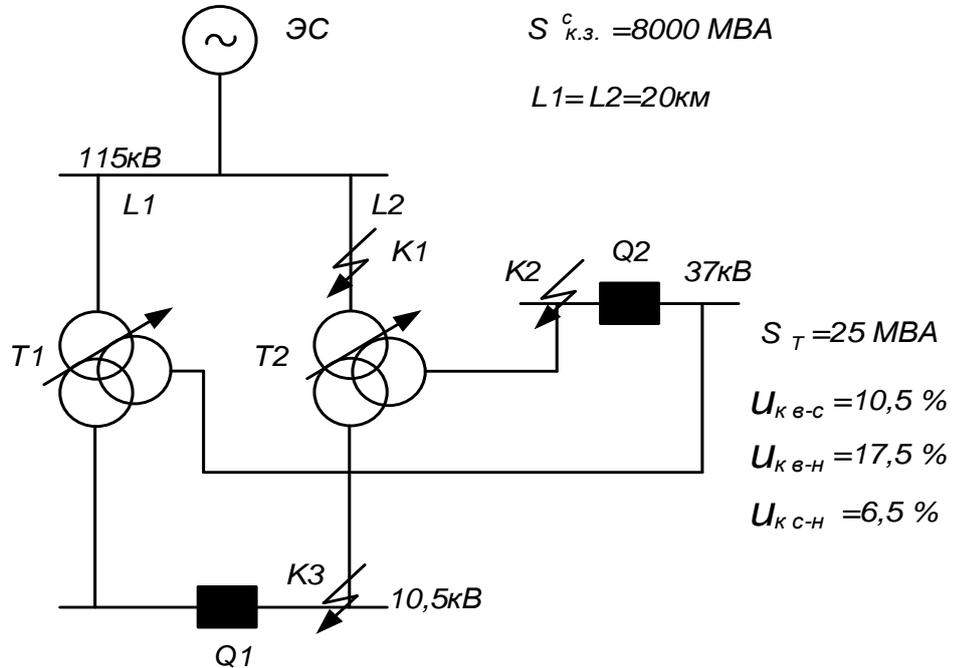


Рис.2.1. Расчетная схема

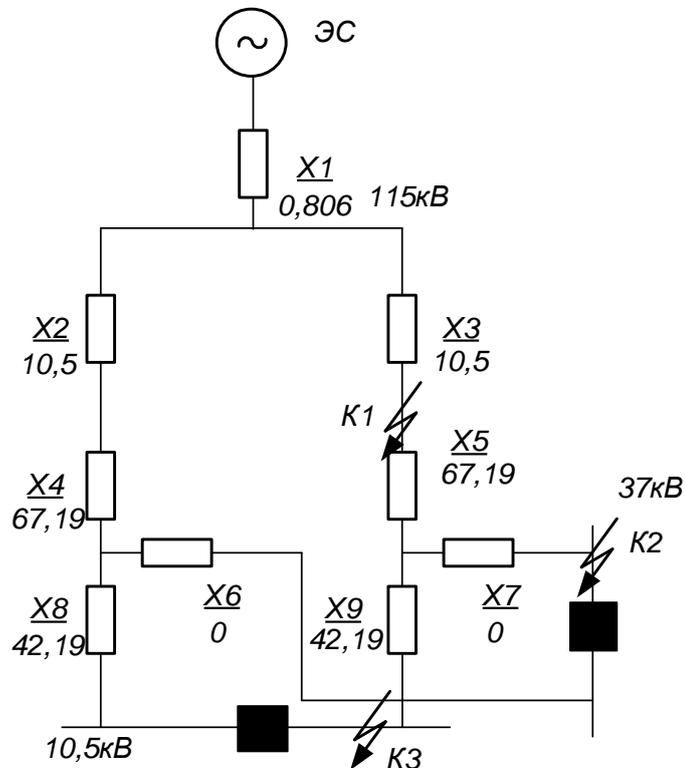


Рис.2.2 Схема замещения

Базисные величины для расчетов:

$$S_B = 10000 \text{ МВА} - \text{ базисная мощность}$$

$$U_{B1} = 115 \text{ кВ}, U_{B2} = 37 \text{ кВ}, U_{B3} = 10,5 \text{ кВ} - \text{ базисные напряжения}$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} - \text{ базисный ток ступени КЗ}$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B3}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ кА}$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B2}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ кА}$$

$$I_{B3} = \frac{S_{B1}}{\sqrt{3}U_{B1}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550 \text{ кА}$$

2.1. Расчёт сопротивлений в схеме замещения в относительных единицах

Энергосистема

$$X_1 = \frac{S_B}{S_{кз}} = \frac{10000}{8000} = 1,25$$

Линия

$$X_2 = X_3 = l * x_0 * \frac{S_B}{U_{cp}^2} = 20 * 0,4 * \frac{10000}{115^2} = 6$$

Трансформатор:

$$X_{TB} \% = 0,5(u_{кВ-С} \% + u_{кВ-Н} \% - u_{кС-Н} \%) = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%$$

$$X_{TC} \% = 0,5(u_{кВ-С} \% + u_{кС-Н} \% - u_{кВ-Н} \%) = 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,5 \approx 0$$

$$X_{TH} \% = 0,5(u_{кВ-Н} \% + u_{кС-Н} \% - u_{кВ-С} \%) = 0,5(17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%$$

$$X_4 = X_5 = \frac{X_{TB} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{10000}{25} = 43$$

$$X_7 = X_6 = 0$$

$$X_8 = X_9 = \frac{X_{TH} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{10000}{25} = 27$$

Преобразуем исходную схему: т.к. Q₁ и Q₂ отключены, то X₂, X₄, X₆, X₈ – не учитываются.

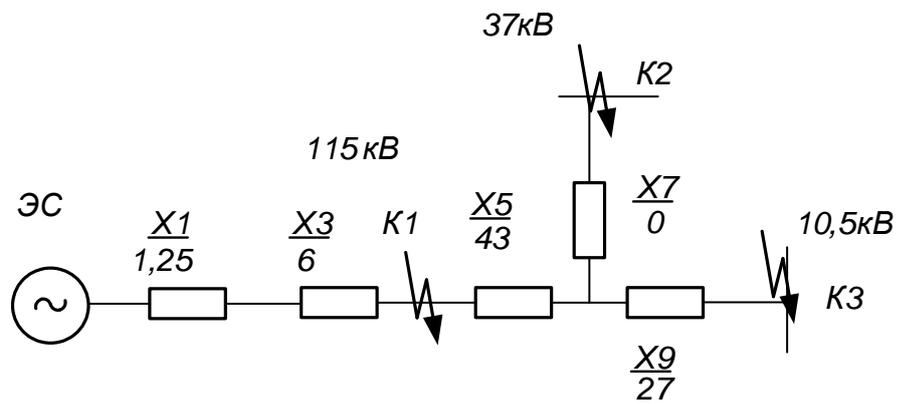


Рис.2.3. Преобразование схемы замещения

Преобразуем схему замещения относительно K-1 из рис. 2.3:

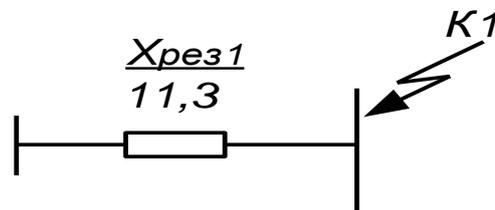


Рис.2.4. Преобразование схемы для точки K-1

$$X_{рез1} = X_1 + X_3 = 1,25 + 6 = 7,25$$

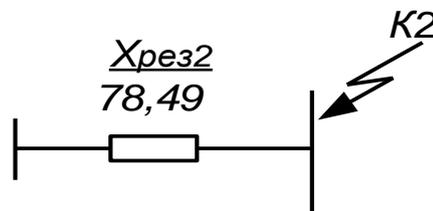


Рис.2.5. Преобразование схемы для точки K-2

Преобразуем схему замещения относительно K-2 из рис. 2.3:

$$X_{рез2} = X_1 + X_3 + X_5 + X_7 = 1,25 + 6 + 43 + 0 = 50,25$$

Преобразуем схему замещения относительно K-3 из рис. 2.3:

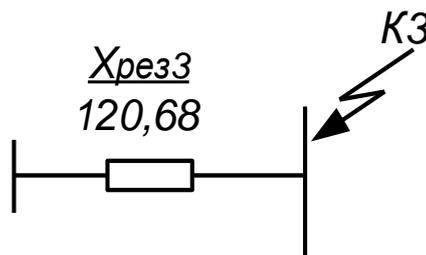


Рис.2.6. Преобразование схемы для точки K-3

$$X_{рез3} = X_{рез1} + X_5 + X_9 = 1,25 + 6 + 43 + 27 = 77,25$$

2.2. Определение токов короткого замыкания

Начальная периодическая составляющая тока к.з.:

$$\text{для точки К-1 } I_{по} = \frac{E_C''}{X_{рез}} * I_{Б1} = \frac{1 * 50,2}{7,25} = 6,9 \text{ кА}.$$

$$\text{для точки К-2 } I_{по} = \frac{E_C''}{X_{рез}} * I_{Б2} = \frac{1 * 156}{50,25} = 3,1 \text{ кА}$$

$$\text{для точки К-3 } I_{по} = \frac{E_C''}{X_{рез}} * I_{Б3} = \frac{1 * 550}{77,25} = 7,2 \text{ кА}$$

где $E_C'' = 1$ - э.д.с. источника в относительных единицах.

Мгновенное амплитудное значение ударного тока к.з.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y, \text{ где } K_y - \text{ ударный коэффициент по т.3.8 [1]}$$

$$\text{для точки К-1 } i_y = \sqrt{2} \cdot 6,9 \cdot 1,608 = 15,6 \text{ кА}$$

$$\text{для точки К-2 } i_y = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot 1,82 = 8 \text{ кА}$$

$$\text{для точки К-3 } i_y = \sqrt{2} \cdot 7,2 \cdot 1,82 = 18,47 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока к.з.

$$I_y = I_{по} \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}$$

$$\text{для точки К-1 } I_y = 6,9 \cdot \sqrt{1 + 2(1,608 - 1)^2} = 9 \text{ кА}$$

$$\text{для точки К-2 } I_y = 3,1 \cdot \sqrt{1 + 2(1,82 - 1)^2} = 4,74 \text{ кА}$$

$$\text{для точки К-3 } I_y = 7,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,82 - 1)^2} = 11 \text{ кА}$$

Определим значение токов КЗ для любого момента времени переходного процесса КЗ

$$\text{К-1 } i_{a\tau} = \sqrt{2} \times I_{по} \times e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 1,41 \times 6,9 \times 0,44 = 4,3 \text{ кА}$$

$T_a = 0,03$ [2] табл. 3,8

$$\tau = t_{св} + 0,01 = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с}$$

$$e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 0,44$$

[2] рисунок 3.25

$$K-2 \ i_{a\tau} = \sqrt{2} \times I_{по} \times e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 1,41 \times 3,1 \times 0,42 = 1,84 \text{ кА}$$

$T_a=0,05$ [2] таблица 3,8

$$e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 0,38$$

$$K-3 \ i_{a\tau} = \sqrt{2} \times I_{по} \times e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 1,41 \times 7,2 \times e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 4,57 \text{ кА}$$

$$e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 0,45$$

[2] рисунок 3.25

Полный импульс квадратичного тока КЗ

$$B_k = I_{по}^2 \times (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2 \text{с}$$

где $t_{отк} = t_{рз} + t_{св}$

Таблица 2.1. Сводная таблица токов КЗ

	$U_{ср}$	$I_{б}$	$I_{по}$	$i_{уд}$	I_y	$i_{a\tau}$	B_k
К-1	115	50,2	6,9	15,6	9	4,3	25,47
К-2	37	156	3,1	8	4,74	1,84	5,14
К-3	10.5	550	7,2	18,47	11	4,57	27,4

3. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

3.1 Оборудование 110 кВ

Q – выключатель наружной установки

QS – разъединитель наружной установки

ТА – трансформатор тока встроенный

Гибкая ошиновка.

Рабочий ток:

$$I_P = \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 132 A$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб}} = 1,4 \cdot 132 = 185 A$$

Выбор выключателя и разъединителя.

По каталогу выбираю выключатель элегазовый типа: ВГБУ-110У1

Элегазовые баковые выключатели серии ВГБ.

Элегазовые баковые выключатели серии ВГБ разработаны на базе хорошо известного принципа гашения дуги. При срабатывании выключателя элегаз сжимается и выбрасывается через контакты выключателя, осуществляя гашение дуги.

Этот принцип гашения и конструкция дугогасительных камер хорошо зарекомендовали себя в комплексных распределительных устройствах (КРУЭ) и отдельно стоящих выключателях (ВЭК) с элегазовой изоляцией, эксплуатирующихся с 1979 года.

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе в районах с умеренным и холодным климатом (исполнение У1 и УХЛ1) и соответствуют международным стандартам.

Достоинства:

- Заземленный резервуар (повышенная безопасность);

- Повышенная сейсмостойкость (низкий центр тяжести);
- Минимальная необходимость в обслуживании;
- Повышенная надежность, безопасность и простота конструкции;
- Встроенные трансформаторы тока;
- Минимальное время монтажа;
- Пластиковые вводы с кремнийорганической резиной

По каталогу выбираю разъединитель типа: РГ-110/1000. УХЛ1

Таблица 3.1. Выбор выключателя и разъединителя.

№	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
			ВГБУ-110У1	РГ-110/1000 УХЛ1
1	$U_{н.выкл} > U_{уст}$ кВ	110	126кВ	110кВ
2	$I_{н.в} > I_{р.м.}$ А	185	2000	1000
3	$I_{отк} \geq I_{\pi t}$	4,3	20,36	-
4	$I_{нр} \geq I_{по}$ кА	6,9	50	31,5
5	$i_{нр.с} \geq i_{уд}$ кА	15,6	125	80
6	$I_T^2 \times t_T \geq BK$ кА ² ·с	25,47	50 ² ·3=7500	40 ² ·3=4800
7	Привод		Моторный	ПРГ-6

Проверка по отключающей способности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{36}{100} = 20,36 A$$

Выбор трансформаторов тока.

По каталогу выбираю встроенные трансформаторы тока типа: ТВ-110

Таблица 3.2. Каталожные данные.

Тип ТТ	U _н , кВ	Ном. ток		Z ₂ ВА	Дин. ст-ть		Тер. ст-ть.		
		I _{1ном}	I _{2ном}		Кд	i _{дин.}	Кт	It	tт
ТВ-110	110	200	5	60	16	-		20	3

Таблица 3.3. Сравнение данных

Расчетные данные.	Каталожные данные.
	ТВТ-110
$U=110$ кВ	$U=110$ кВ
$I_{\text{раб.макс}}=185$ А	$I_{\text{ном}}=200$ А
$W_k=25,47$ кА ² с	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 20^2 \times 3 = 1200$ кА ² с

Перечень необходимых измерительных приборов выбираю по таблице 4.11 стр.362 [2]

Параметры приборов выбираю по таблице П4.7 [2]

Схема подключения приборов:

Э-335 $S_{\text{приб}}=0,5$

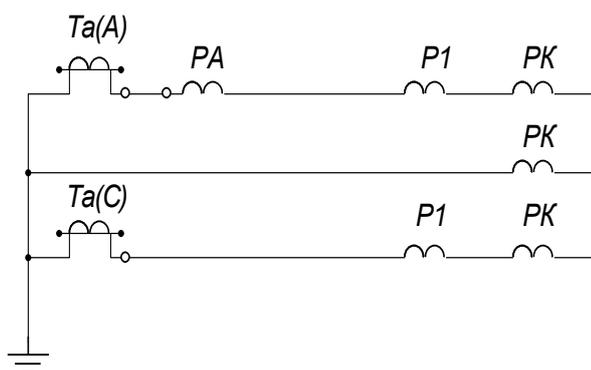


Рис.3.1. Схема соединения вторичных цепей ТТ.

Выбор гибких шин

Согласно ПУЭ § 1.3.28 шины в пределах РУ выбираются по допустимому току с учетом минимального сечения по коронированию из условия:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.м.}}$$

По таблице 7.35 [3] выбираю провод марки:

АС-70/11

$$d = 11,4\text{мм}$$

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} > I_{\text{р.макс}}=185 \text{ А}$$

Проверка на сжестывание не производится т.к $I_{\text{по}} \leq 20\text{кА}$.

Согласно [1] § 2.5.41 по условию коронирования принимается минимальное сечение 70 мм^2 . Учитывая, что на ОРУ- 110 кВ расстояние меньше, чем на воздушных линиях, в данном разделе рассмотрим расчет:

Начальная критическая напряженность: $E_0 = 30,3m(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}})$

Где $m=0,82$ – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода.

$$r_0 - \text{радиус провода} = \frac{d_0}{2} = \frac{11,4}{2} = 5,7 \text{ мм} = 0,57 \text{ см}$$

Напряженность электрического поля вокруг не расщепленного провода:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}) = 34,6 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

где U – максимальное линейное напряжение = 121 кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз = 1,26Д,

Д – расстояние между соседними фазами.

Д = 300 см.

$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378$ см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,57 \cdot \lg \frac{378}{0,57}} = 26,6 \text{ кВ/см}$$

Проверка: провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0,9 \cdot e_0$. Таким образом, условие образования короны можно записать в виде:

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

$$1,07 \cdot 26,6 \leq 0,9 \cdot 34,6;$$

$$28,5 < 31,14 \text{ кВ/см.}$$

По условию коронирования провод АС-70/11 проходит

Для крепления проводов на опоры выбираю подвесные изоляторы типа: ПС-70Д в количестве 8 штук.

3.2 Оборудование 35 кВ.

1. Q – Вакуумный выключатель
2. QS – Разъединитель
3. ТА – трансформатор тока
4. Гибкая ошиновка.

$$I_p = I_{p.m} = \frac{S_{нагр} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{18,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 305 A$$

Выбор выключателя и разъединителя.

По каталогу выбираю выключатель типа: ВБС-35Ш-25/1000 УХЛ1

Выключатели вакуумные с электромагнитным приводом, с усиленной изоляцией, наружной установки предназначены для работы в электрических сетях на открытых частях станций, подстанций, для тяговых подстанций электрифицированных железных дорог, в распределительных устройствах в сетях трёхфазного переменного тока. Предназначены для замены маломасляных выключателей ВМУЭ-35Ш-25/1250 УХЛ1, ВМК-35-20/1000 У1 и масляных баковых выключателей МКП-35-20/1000 У1, С-35М-630-10 У1, ВТ-35-12,5/630У1.

Таблица 3.3. Выбор выключателя и разъединителя

№	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
			ВБС-35Ш-25/630 УХЛ1	РГ-35/1000 УХЛ1
1	$U_{н.выкл} > U_{уст}$ кВ	35	35	35
2	$I_{н.в} > I_{p.m}$ А	305	1000	1000
3	$I_{отк} \geq I_{\pi t}$	1,84	11.1	-
4	$I_{np} \geq I_{по}$ кА	3,1	31,5	40
5	$i_{np.c} \geq i_{yo}$ кА	5,09	64	63
6	$I_T^2 \times t_T \geq BK$ кА ² ·с	5,4	25 ² ·4=2500	16 ² ·4=1024
7	Привод		Моторный	ПРГ-01-5 УХЛ1

Выключатели соответствуют требованиям ГОСТ 687-78, ГОСТ 18397-86, КУЮЖ.674153.003ТУ

По каталогу выбираю разъединитель типа: РГ-35/1000 УХЛ1

Проверка по отключающей способности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{отк.} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 31.5 \cdot \frac{25}{100} = 11.1 \text{ кА}$$

Выбор трансформатора тока.

По таблице 5.10 [3] выбираю встроенные трансформаторы тока типа: ТФЗМ-35А -300/5

Таблица 3.4 Каталожные данные

Тип ТТ	U _н , кВ	Ном. ток		Z ₂ при кЛ.0.5	Дин. ст- ть		Тер. Ст-ть.		
		I _{1ном}	I _{2ном}		Кд	i _{дин.}	K _т	I _т	t _т
ТФЗМ-35-А- 600/5	35	400	5	2,0		63		10	3

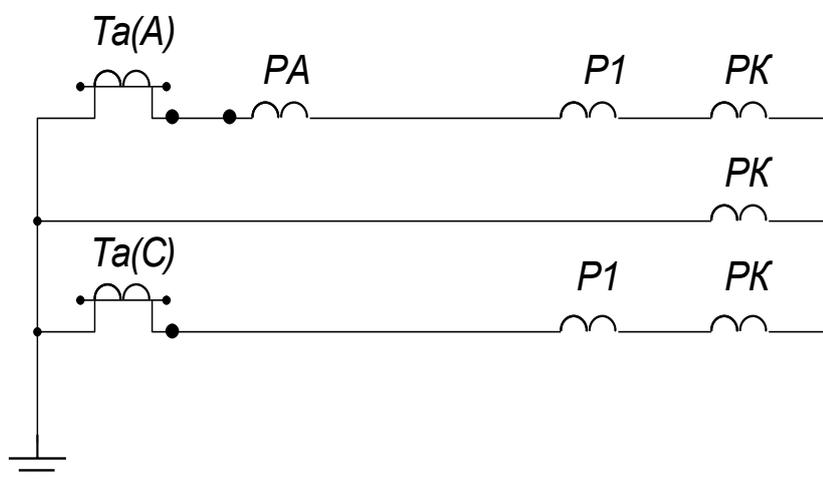


Рис.3.2. Схема соединения вторичных цепей ТТ.

Таблица 3.5. Выбор ТТ

№	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
			ТВ-35-III-1500/5
1	$U_{н.тт} \geq U_{уст}$ кВ	35	35
2	$I_{1тт} \geq I_{р.м}$	305	600
3	$i_{дин} \geq i_{уд}$ кА	8	11.8
4	$I_T^2 \times t_T \geq BK$ кА ² ·с	5,4	$10^2 \cdot 3 = 300$ кА ² ·с

Проверка на динамическую и термическую стойкость.

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$11,8кА \geq 8кА$$

$$I_{терм} \times t_{терм} \geq B_k$$

$$10^2 \times 3кА^2с \geq 5,4кА^2с$$

Проверка трансформатора по классу точности

$$R_{кат} \geq R_{номт} + R_{приб} + R_{пров}$$

Сопротивление переходных контактов

$$R_{конт} = 0,05 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление приборов

$$R_{прб} = \frac{S_a}{I_{2тт}^2} = \frac{1,3}{25} = 0,052 \text{ Ом}$$

где S_a – мощность наиболее загруженной фазы;

$I_{2тт}^2$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока

Таблица 3.6. Вторичная нагрузка ТТ.

Обозначение	Тип прибора	Нагрузка по фазам		
PI ,PK	ПСЧ-4АР.05.2	0,3		0,3
РА	Э8021	0,5		
PW	Д-335	0,5		
Итого:		1,3		0,3

Определяем сопротивление проводов

$$R_{пров} = R_{кат} - R_{конт} - R_{прб} = 2,0 - 0,052 - 0,1 = 1,848 \text{ Ом}$$

где $R_{кат}$ – номинальная нагрузка в Омах для класса точности трансформатора тока равного 0,5 [3] Таблица 5.10

Расчётная длина проводов

$$l_p = K_{сх} \cdot l = 1,73 \cdot 40 = 69,2 \text{ м}$$

где $K_{сх}$ – коэффициент зависимости от схемы соединения трансформаторов тока.

Находим минимально допустимое сечение проводов

$$F = \frac{l_p \cdot \rho}{R_{\text{пров}}} = \frac{69,2 \cdot 0,0283}{1,848} = 1,05 \text{ мм}^2$$

Выбираем контрольный кабель АКВРГ 4 мм² по условию механической прочности.

Выбор трансформаторов напряжения.

Таблица 3.7 Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Обозначение	Тип прибора	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	S Обм.	S В·А
PI ,PK	ПСЧ-4АР.05.2	1	2	2	4
PV	Э-335	1	1	2	2
PW	Д-335	2	1	1,5	3
Итого:					9

Согласно рассчитанной мощности выбираем Т.Н.

Выбор производим:

- По напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$$

- По конструкции и схеме соединения: принимаем трансформатор наружной установки со схемой включения звезда.
- По классу точности: принимаем класс точности равный 0,5.
- По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$$

$$S_{2\Sigma} = 9 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{ном}} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Принимаем к установке ЗНОМ-35-65У1.

Выбор гибких шин.

Согласно ПУЭ §1.3.28, сечение сборных шин выбирается по условию нагрева $I_{p.m.} \leq I_{\text{доп}}$

Сечение сборных шин выбираю по наибольшему току присоединения.

$$I_p = \frac{S_{нагр} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{18,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 305 A.$$

По таблице 7.35 [3] с учетом минимального сечения по коронированию принимаю провод марки АС-95/16, d=13,5мм, I_{доп}=330А

Согласно ПУЭ шины не проверяются на термическую и электродинамическую стойкость.

Проверка по условию коронирования не производится.

Для крепления проводов на опоры выбираю подвесные изоляторы типа: ПС-70Д в 5 штук в трансформаторе и 3 в линии.

3.3. Оборудование 10кВ.

1. Q – Выключатель вакуумный
3. ТА – трансформатор тока
4. TV – трансформатор напряжения
5. Жёсткие шины.

$$I_p = I_{p.м} = \frac{S_{нагр} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{10,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 625 A$$

На стороне 10кВ подстанции принимаем к установке комплектное распределительное устройство наружного исполнения КРУ 2-10.

КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50Гц на номинальное напряжение 6-10кВ и комплектования распределительных устройств 6 и 10кВ подстанции.

КРУ не предназначено для работы в среде, подвергающейся усиленному загрязнению, действию газов, испарений и химических отложений, вредных для изоляции, а также в среде, опасной в отношении взрыва и пожара.

Распределительное устройство КРУ в закрытом распределительном устройстве.

КРУ изготавливается в виде полностью собранного блока из шкафов с выполненным монтажом электрических схем.

Единая жесткая конструкция собирается с помощью болтовых соединений, вертикальных стоек и продольно-поперечных связей.

Шкаф трансформатора собственных нужд - ТСН (при наличии его в заказе) может выполняться в двух модификациях:

1) ТСН встроен в шкаф

При этом мощность трансформатора не более 40 кВА и шкафы с ТСН должны быть крайние по расположению, а вводные шкафы вторые от краев РУ.

2) ТСН отдельно стоящий (устанавливается под проводами, идущими к вводной траверсе РУ), при этом мощность не ограничивается. В шкаф ТСН устанавливаются разъединитель высоковольтный и предохранители.

Блок шкафов КРУ представляет собой корпус, разделенный вертикальными поперечными перегородками на несколько параллельных шкафов сборной конструкции. Основанием блока шкафов служит горизонтальная рама, на которой приварены направляющие для перемещения выдвижного элемента, узлы фиксации и заземления его. К этому основанию также прикреплены вертикальные поперечные перегородки - боковые стенки шкафов КРУ. В каждом шкафу смонтирована средняя вертикальная рама, на которой закреплены проходные изоляторы с неподвижными разъемными контактами главной цепи, трансформаторы тока, заземляющий разъединитель, а со стороны выдвижного элемента - шторочный механизм.

Шкаф состоит как бы из трех отделений: корпуса, выдвижного элемента и релейного шкафа. Корпус разделен на отсеки: сборных шин, линейный и выдвижного элемента.

С наружной стороны отсек сборных шин и линейный закрыт стенками. В верхней части имеется люк для возможности безопасного осмотра оборудования без снятия напряжения. Линейный отсек больше отсека сборных шин на величину, необходимую для прохода силовых кабелей, установки трансформаторов тока защиты от замыканий на землю. На вертикальной стенке отсека размещен заземляющий разъединитель. При выполнении каких-либо работ в линейном отсеке с целью обеспечения безопасности

заземляющий разъединитель включается ручным приводом, который имеет все необходимые блокировки, а доступ к нему (к приводу) возможен только при выведении выдвижного элемента в ремонтное положение. Блокирование заземляющего разъединителя с элементами внешних присоединений и других шкафов выполняется с помощью электромагнитных замков и механических блокировок.

В КРУ в качестве шкафов применяются современные шкафы базовых серий К104-КФ, КМ-1КФ, которые адаптированы для установки в них высоконадежных высоковольтных вакуумных выключателей типа ЗАН «SIEMENS». По заказу могут быть установлены вакуумные выключатели типа ВВ/TEL «Таврида-Электрик» или другие, имеющие аналогичные или лучшие электрические и габаритные характеристики.

Масляные выключатели не применяются.

Выбор выключателей

По каталогу выбираю выключатель типа: Сименс ЗАН5

Вакуумные силовые выключатели Сименс ЗАН5 являются трехполюсными силовыми выключателями, устанавливаемыми в помещении, для номинального диапазона напряжений от 12 кВ до 36 кВ. Вакуумный выключатель устанавливается в вертикальном положении относительно вакуумных прерывателей. В нормальных условиях эксплуатации вакуумный выключатель не требует обслуживания в соответствии с положениями IEC 60594 и VDE 0670, часть 1000.

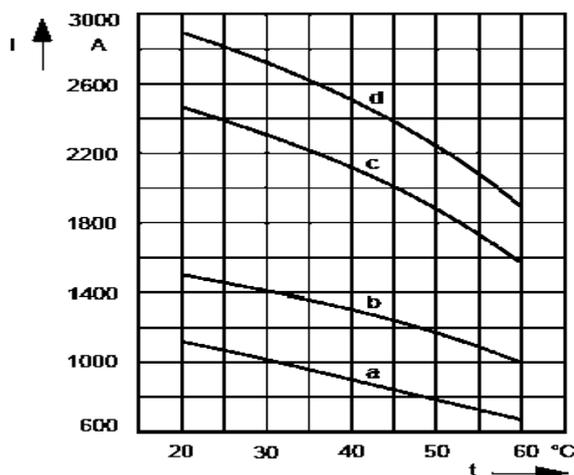


Рис.3.3. График зависимости нагрузки от температуры

Минимальное значение температуры составляет: - 5 °С, максимальное - +40°С. Без обледенения и приносимых ветром осадков. Условие: изоляционные детали в чистом состоянии.

Предельные значения тока нагрузки I в зависимости от температуры окружающей среды T вакуумного выключателя ЗАН5 для расчетного рабочего тока: а) 800А d) 2500 А b) 1250А с) 2000 А.

Проверка по отключающей способности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,5 \text{ кА}$$

Таблица 3.8. Выбор выключателя

№	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
			Сименс ЗАН5-122-2
1	$U_{\text{н.выкл}} \succ U_{\text{уст}}$ кВ	10	12
2	$I_{\text{н.в}} \geq I_{\text{р.м.}}$ А	625	1250
3	$I_{\text{по}} \geq I_{\text{отк.}}$	7,2	40
3	$i_a \geq i_{\text{отк.ном.}}$ кА	4,57	22.5
4	$I_{\text{пр}} \geq I_{\text{по}}$ кА	7,2	16
5	$i_{\text{пр.с}} \geq i_{\text{уд}}$ кА	18,47	100
6	$I_T^2 \times t_T \geq B_K$ кА ² ·с	27,4	31,5 ² · 1=992,5
	Привод		Эл.моторный

Принимаем к установке: для вводных и секционной ячеек выключатели Сименс ЗАН5-122-2 I_н=1250А, для отходящих ячеек - Сименс ЗАН5-122-1 I_н=800А.

Выбор трансформатора тока

По таблице 5.9 [3] выбираю трансформаторы тока типа: Т0Л-10-400/5

Таблица 3.9. Каталожные данные.

Тип ТТ	U _н , кВ	Ном. ток		Z ₂ для кл. 0,5	Дин. ст-ть		Тер. Ст-ть.		
		I _{1ном}	I _{2ном}		Кд	i _{дин.}	Кт	It	tt,с

ТОЛ-10	10	800	5	0,4	-	52	-	17,5	1
--------	----	-----	---	-----	---	----	---	------	---

Таблица 3.10. Сравнение данных

Расчетные данные.	Каталожные данные.
	ТОЛ-10-400/5
$U_{уст}=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{раб.макс}=625$ А	$I_{ном}=800$ А
$i_y=18,47$	$I_{дин}=52$ кА
$I_T^2 \times t_T \geq B_K$ кА ² ·с 27,4	$17,5^2 \cdot 1=306$

Проверка на динамическую стойкость.

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$52 \text{ кА} \geq 18,47 \text{ кА}$$

Проверка термическую стойкость.

$$I_T^2 \times t_m \geq B_K$$

$$17,5^2 \times 1 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 27,4 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Проверка трансформатора по классу точности

$$R_{кат} \geq R_{номт} + R_{приб} + R_{пров}$$

Сопротивление переходных контактов

$$R_{конт} = 0,05 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление приборов

$$R_{\dot{a}\dot{a}} = \frac{S_a}{I_{2\dot{a}\dot{a}}^2} = \frac{1,3}{25} = 0,052 \text{ Ом}$$

где S_a – мощность наиболее загруженной фазы(таблица)

$I_{2тт}^2$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока.

Таблица 3.11. Вторичная нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Мощность ток. кат. ВА	Нагрузка, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	0,5	0,5	
Счетчик акт. и реакт. энергии.	ПСЧ-4АР.05.2	0,3	0,3	-	0,3

		Итого:	1,3	0,5	0,3
--	--	--------	-----	-----	-----

Перечень необходимых измерительных приборов выбираю по таблице 4.11 стр. 362 [2]

Параметры приборов выбираю по таблице П4.7 [2].

Определяем сопротивление проводов

$$R_{\text{пров}} = R_{\text{кат}} - R_{\text{конт}} - R_{\text{прб}} = 0,4 - 0,052 - 0,05 = 1,318 \text{ Ом}$$

где $R_{\text{кат}}$ – номинальная нагрузка в Омах для класса точности трансформатора тока равного 0,5 [3] Таблица 5.10

Расчётная длина проводов

$$l_p = K_{\text{сх}} \cdot l = 1,73 \cdot 4 = 6,92 \text{ м}$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент зависимости от схемы соединения трансформаторов тока.

Находим минимально допустимое сечение проводов

$$F = \frac{l_p \cdot \rho}{R_{\text{ид}}^{\text{ид}}} = \frac{6,92 \cdot 0,0283}{0,318} = 0,615 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АПВ –(1х4).

Выбор трансформатора напряжения:

Согласно рассчитанной мощности выбираем Т.Н.

Выбор производим:

- По напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$$

- По конструкции и схеме соединения: принимаем трансформатор внутренней установки со схемой включения звезда.
- По классу точности: принимаем класс точности равный 0,5.
- По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$$

$$S_{2\Sigma} = 13 \text{ В} \cdot \text{А} \leq S_{\text{ном}} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Принимаем к установке ЗНОЛ.06-10УЗ.

Таблица 3.12. Вторичная нагрузка ТН.

Прибор		Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность S , В·А
Вольтметр (сборные шины)		Э - 335	2	1	1	2
Ваттметр	Ввод 10 кВ	Д - 335	1,5	2	1	3
Счётчик активной и реактивной энергии						
Счётчик активной и реактивной энергии	Линии 10кВ	ПСЧ-4АР.05.2	2	1	4	8
Итого		-	-	-	-	13

Выбор шин 10 кВ.

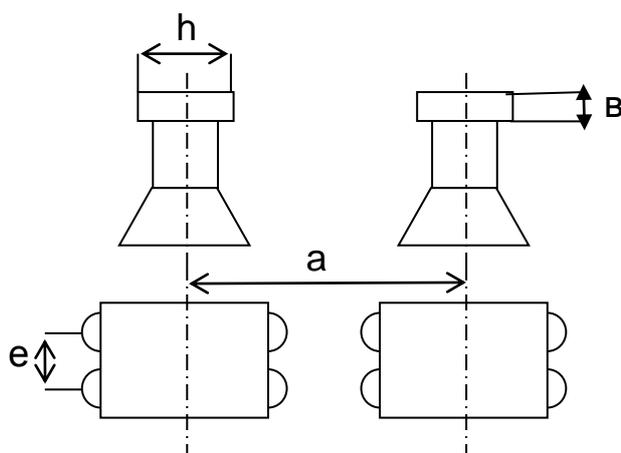


Рис.3.4. Расположение ошиновки на изоляторах.

Данные для выбора

$I_p=625\text{ A}$	$t_c=0,25\text{ с}$
$U=10\text{ кВ}$	$K_t=1$
$L=1000\text{ мм}$	$K_p=0,95$
$a=250\text{ мм}$	$K_n=1$
$\tau_o=70^\circ\text{C}$	$K_{\text{попр}}=$
$i_y=18,47\text{ кА}$	$K_t \cdot K_n \cdot K_{\text{пв}}=1 \cdot 1 \cdot 0,95=0,95$
$I''=7,2\text{ кА}$	

Определяем допустимый ток

$$I_{\text{доп}} = \frac{I_p}{K_t \cdot K_p \cdot K_n} = \frac{625}{1 \cdot 0,95 \cdot 1} = 658\text{ A}$$

По таблице 1.3.31 [1] выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения

$$\frac{AT - 50 \times 6}{I_{\text{доп}}} = 740\text{ A}$$

Определим минимальное сечение по термической стойкости.

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{27,4 \times 10^3}}{91} = 58\text{ мм}^2$$

Шина термически устойчива. Выбираем шину

АТ (50х6) $I_{\text{доп}}=740\text{ A}$ [1] таблица 1.3.31

Проверяем шину на динамическую устойчивость.

Определим силу взаимодействия

$$f = 1,76 \times K_{\phi} i_{\text{уд}}^2 \frac{l}{a} \times 10^{-7} = 1,76 \times 1 \times 18,47^2 (10^3)^2 \times \frac{1000}{250} \times 10^{-7} = 240\text{ H}$$

Изгибающий момент

$$M = \frac{F \times l}{10} = \frac{240 \times 1}{10} = 24\text{ H / м}$$

Момент сопротивления шин.

$$W = \frac{h \times b^2}{6} = \frac{0,6 \times 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3$$

Напряжение в металле

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{24}{2,5} = 9,6 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$$

$$9,6 \text{ МПа} \leq 70 \text{ МПа}$$

шина динамически устойчива.

4. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Системы электроснабжения — это сложный производственный комплекс, все элементы которого участвуют в едином производственном процессе, основными специфическими особенностями которого являются быстротечность явлений и неизбежность повреждений аварийного характера — коротких замыканий в электрических установках. Поэтому надежное и экономичное функционирование систем электроснабжения возможно только при широкой их автоматизации. Для этой цели используется комплекс автоматических устройств, состоящий из устройств автоматического управления и устройств автоматического регулирования.

Устройства автоматического управления. Среди них первостепенное значение имеют *устройства релейной защиты*, действующие при повреждении электрических установок. Релейная защита нашла применение в системах электроснабжения раньше других устройств автоматического управления.

4.1. Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения,

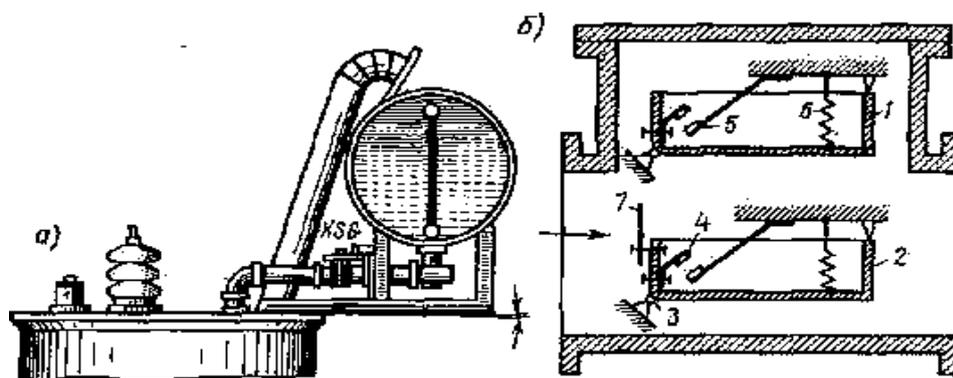


Рис. 4.1. Газовое реле защиты трансформатора: а – общий вид;

б – разрез газового реле

и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение. Основным элементом газовой защиты является газовое реле *KSG*, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем (рис.4.1). Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22. Более совершенно реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами. Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек, вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек. В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора, если скорость движения масла и газов достигает определенного значения, установленного на реле. Предусмотрены три уставки срабатывания отключающего элемента по скорости потока масла: 0,6; 0,9; 1,2 м/с. При этом время срабатывания реле составляет $t_{с.р}=0,05... 0,5$ с. Уставка по скорости потока масла определяется мощностью и характером охлаждения трансформатора.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВФ80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой

же, как и других газовых реле. Монтаж газовой защиты связан с выполнением некоторых специфических требований: для беспрепятственного прохода газов в расширитель должен быть небольшой подъем (1,0—1,5% у крышки трансформатора и 2 - 4% у маслопровода) от крышки к расширителю. Нижний конец маслопровода, входящий внутрь трансформатора, должен заделываться с внутренней поверхности крышки, а нижний конец выхлопной трубы — вдаваться внутрь трансформатора. Контрольный кабель, используемый для соединения газового реле с панелью защиты или промежуточной сборкой зажимов, должен иметь бумажную, а не резиновую изоляцию, так как резина разрушается под действием масла. Действие газовой защиты на отключение необходимо выполнить с самоудерживанием, чтобы обеспечить отключение трансформатора в случае кратковременного замыкания или вибрации нижнего контакта газового реле, обусловленных толчками потока масла при бурном газообразовании.

В схеме защиты на переменном оперативном токе самоудерживание достигается путем шунтирования нижнего контакта газового реле *KSG* верхним замыкающим контактом реле *KL*. Самоудерживание автоматически снимается после разрыва цепи отключения вспомогательным контактом *Q1.2* выключателя *Q1*.

4.2. Дифференциальная защита

Для дифференциальной защиты трансформаторов выпускаются реле с магнитным торможением типа ДЗТ. На рис. 4.2 показана принципиальная схема защиты в однофазном исполнении с реле ДЗТ-11. Реле ДЗТ-11 имеет одну тормозную обмотку. При выполнении защиты важен выбор стороны, к трансформаторам тока которой целесообразно присоединить тормозную обмотку, чтобы обеспечить минимальное торможение при кз в зоне защиты и максимальное торможение при внешних повреждениях. Рассматриваемый трансформатор имеет одностороннее питание,

поэтому тормозную обмотку целесообразно присоединить к трансформаторам тока питаемой стороны.

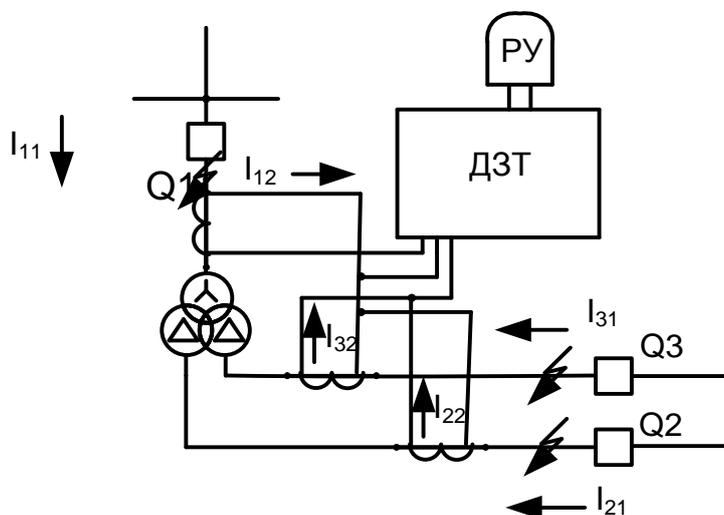


Рис. 4.2. Дифференциальная токовая защита трансформаторов с магнитным торможением

Такое включение обеспечивает торможение только при внешних коротких замыканиях. При двустороннем питании иногда целесообразно тормозную обмотку разделить на две секции и включить каждую из них соответственно в первую и вторую цепи циркуляции защиты. Этим уменьшается тормозное действие при коротком замыкании в защищаемой зоне.

В графической части проекта представлена принципиальная схема релейной защиты трансформатора, в которую включены следующие защиты:

- Дифференциальная токовая;
- Газовая;
- Максимальная токовая.

Продольная дифференциальная защита выполнена на двух реле типа ДЗТ-11 с соединением вторичных обмоток трансформаторов тока на стороне 110 кВ в треугольник, а на стороне 10 кВ в неполную звезду. Зона действия ДЗТ ограничивается выносными трансформаторами тока со стороны 110 кВ и трансформаторами тока 10 кВ в вводных ячейках ЗРУ 10 кВ

$$I_{сз} = K_n \times I_{нб.расч} = K_n (R_{анер} R_{олн\epsilon} + \Delta U_{рег}) \times I_k = 1,3(1 \times 1 \times 0,1 + 0,12) \times 3000 = 990 \text{ А}$$

Таблица 5.1. Параметры реле ДЗТ – 11

Наименование величины	Численное значение для сторон		
	110	35	10
первич. ном. ток трансф-ра	105 А	228А	335
коэффициент ТТ	200 / 5	600 / 5	400/5
схема соединения ТТ	Δ	Δ	Y
вторичные токи в плечах защиты реле ДЗТ – 11	6 А	3,3 А	4,2

Максимальная токовая защита (МТЗ) 110 кВ предназначена для резервирования отключения токов к.з. на шинах потребителей, а также для резервирования основных защит трансформатора – ДЗТ и газовой. Она выполнена в виде двух токовых реле типа РТ-40. Работает следующим образом: при коротком замыкании в зоне чувствительности МТЗ-110 по вторичным обмоткам трансформаторов тока со стороны 110 кВ

Определим ток небаланса

Минимальный коэффициент чувствительности на стороне 10 кВ

$$R_u = \frac{0,867 \times I_{кз}}{I_{ср}} = \frac{0,867 \times 3000}{990} = 2,6$$

При включении тормозной обмотки реле ДЗТ-11 на сумму токов питаемых сторон 35 и 10 кВ первичный ток срабатывания защиты принимается из условия отстройки от броска тока намагничивания.

$$I_{сз} = R_n \times I_{т.мин.рег} = 1,5 \times 250 = 375 \text{ А}$$

Минимальный коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ на стороне 10 кВ

$$R_u = \frac{0,867 \times I_{кз}}{I_{сз}} = \frac{0,867 \times 3000}{375} = 8,67 > 2$$

Определяем коэффициенты трансформации ТТ, соединив ТТ 110 и 35 кВ в треугольник и ТТ 10 кВ в звезду.

$$n_{T110} = \frac{105 \times \sqrt{3}}{5} = \frac{182}{5} \qquad n_{T35} = \frac{228 \times \sqrt{3}}{5} = \frac{395}{5}$$

$$n_{T10} = \frac{335 \times 1}{5} = \frac{335}{5}$$

Принимаем 200/5 -110 кВ: 600/5 – 35 кВ по условиям динамической стойкости. 400/5 – 10 кВ.

Определим вторичные номинальные циркулирующие токи

$$I_{110} = \frac{105 \times \sqrt{3}}{200/5} = 4.5 \text{ А} \qquad I_{35} = \frac{228 \times \sqrt{3}}{600/5} = 3.3 \text{ А}$$

$$I_{10} = \frac{335 \times 1}{400/5} = 4.2 \text{ А}$$

Трансформаторы тока 35 и 10 кВ соответственно присоединены к первой и второй уравнивательной обмотки, а ТТ 110 кВ к рабочей обмотке реле. Сторону 110 кВ принимаем за основную.

Ток срабатывания на основной стороне

$$I_{с.р.осн} = \frac{I_{сз} \times R_{сх}}{n_{110}} = \frac{375 \times \sqrt{3}}{200/5} = 16,2 \text{ А}$$

Расчетное число витков основной (рабочей) обмотки

$$\omega_{осн.расч} = \omega_{раб.расч} = \omega_{110} = \frac{F_{с.ро}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{16,2} = 6,2 \text{ вит.}$$

Принимаем 6 витков.

Расчетное число витков первой уравнивательной обмотки

$$\omega_{35.расч} = \omega_{уров.1} = \omega_{осн} \times \frac{I_{110В}}{I_{35В}} = 6 \times \frac{6}{3.3} = 10.9 \text{ вит.}$$

Принимаем 11 витков. При этом погрешность от неточного выравнивания составляет

$$\Delta f_{выр.35} = \frac{11 - 10.9}{10.9} = 0.008$$

Расчетное число витков второй уравнивающей обмотки, присоединяемое к ТТ 10 кВ.

$$\omega_{10.расч} = \omega_{уров.И} = \omega_{осн} \times \frac{I_{110В}}{I_{10В}} = 6 \times \frac{6}{4,2} = 8,57 \text{ вит.}$$

Принимаем 9 витков. При этом погрешность от неточного выравнивания составляет

$$\Delta f_{выр.10} = \frac{9 - 8,57}{8,57} = 0,05$$

Число витков тормозной обмотки. Предварительно определяем ток небаланса, имеющий место при трехфазном КЗ на шинах 35 кВ.

$$I_{неб.расч} = (R_{анер} R_{олн\epsilon} + \Delta U_{рег110} + \Delta U_{рег\#35} + \Delta f_{выр.35}) \times I_{к35}$$

$$(1 \times 1 \times 0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,008) \times 1300 = 361,4 \text{ А}$$

$$\omega_{35.торм.} = \frac{R_n \times I_{неб.расч} \times \omega_{35.расч}}{I_{торм} \times tg \alpha} = \frac{1,5 \times 361,4 \times 10,9}{1300 \times 0,87} = 5,2 \text{ вит}$$

Определим необходимое число витков тормозной обмотки при внешнем коротком замыкании на шинах 10 кВ.

$$I_{неб.расч} = (1 \times 1 \times 0,1 + 0,12 + 0,05) \times 3000 = 810 \text{ А}$$

$$\omega_{10.торм.} = \frac{R_n \times I_{неб.расч} \times \omega_{10.расч}}{I_{торм} \times tg \alpha} = \frac{1,5 \times 810 \times 8,57}{3000 \times 0,87} = 4 \text{ вит}$$

Для повышения надежности при внешнем КЗ принимаем 9 витков. Уточним R_{χ} при 2-х фазном КЗ на стороне 10 кВ учитывая отсутствия торможения.

$$R_{\chi} = \frac{1,5 \times 0,867 \times I_{кз} \omega_{110}}{n_{110} \times F_{с.р.о}} = \frac{1,5 \times 0,867 \times 4400 \times 6,2}{40 \times 100} = 8,86 > 2$$

4.3. МТЗ от внешних КЗ

Произведём расчёт тока уставки реле РТ-40:

Определим ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ

$$I_{с.з110} = 2,08I_{т.ном} = 2,08 \times 105 = 218,4 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.110} = \frac{I_{сз} \times R_{сх}}{n_{110}} = \frac{218,4 \times \sqrt{3}}{200/5} = 9,4 \text{ А}$$

Пределы регулирования 5-10 А

Определим ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ

$$I_{с.з35} = 1,2I_{т.ном35} = 1,2 \times 228 = 273,6 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.35} = \frac{I_{сз} \times R_{сх}}{n_{110}} = \frac{273,6 \times \sqrt{3}}{600/5} = 3,9 \text{ А}$$

Пределы регулирования 5-10 А

Определим ток срабатывания защиты на стороне 10 кВ

$$I_{с.з35} = 1,2I_{т.ном35} = 1,2 \times 335 = 402 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.35} = \frac{I_{сз} \times R_{сх}}{n_{110}} = \frac{402 \times 1}{400/5} = 5 \text{ А}$$

Пределы регулирования 5-10 А

4.4. Защита линий 10кВ

На всех отходящих от КРУН 10 кВ линиях, как кабельных, так и воздушных предусматривается три ступени токовой защиты:

1. Токовая отсечка без выдержки времени. Селективное действие 1 ступени Т.О. достигается тем, что её ток срабатывания принимается большим максимального тока к.з., проходящего через защиту при повреждении вне защищаемого элемента. Чувствительность защиты определяется длиной защищаемой зоны (менее 50% линии) и коэффициентом чувствительности $K^I_r \geq 2$.

2. Токовая отсечка с выдержкой времени. Она обеспечивает защиту всей линии и сторону ВН приёмной КТП 10/0,4 кВ. Выдержка времени должна быть больше, чем время срабатывания этой отсечки на некоторое время $\Delta t = 0,3 \dots 0,6$ с, называемое *ступенью селективности*. Достаточно, чтобы ток срабатывания 2^{ой} ступени был больше максимального тока К.З., проходящего при повреждении в конце защищаемой зоны (80...90% линии).
3. Максимальная токовая защита. Ток срабатывания отстраивается на ток К.З. за трансформатором приёмной КТП 10/0,4 кВ. коэффициент чувствительности $K_{III}^r \geq 1,5$. Выдержка времени МТЗ на ступень больше, чем выдержка времени предыдущего участка (МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ КТП).
4. Защита от однофазных замыканий на землю выполнена на реле РУ-21/1 с применением трансформатора земляной защиты ТЗЛМ-10 с действием на сигнал.

Токовая защита отходящих линий выполнена в виде двухфазной двухрелейной схемы соединения в неполную звезду (рис.5.3). Для выполнения схемы вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных в двух фазах, соединяются выводами Л2, реле тока присоединяется последовательно.

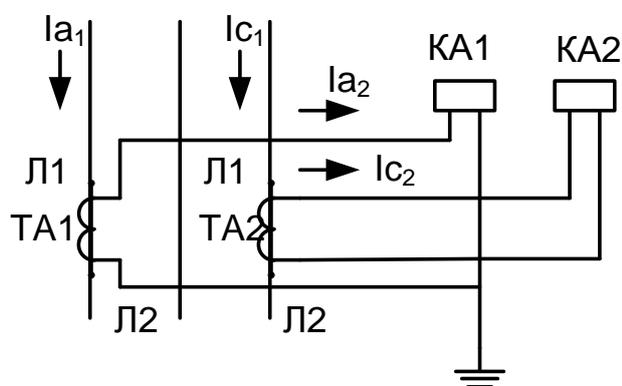


Рис. 4.3. Схема соединения трансформаторов тока и реле .

Из анализа поведения реле при различных видах короткого замыкания следует, что схема защиты реагирует на все виды коротких замыканий, за исключением замыканий на землю фазы, в которой трансформатор тока не установлен, поэтому применяется только для действия при многофазных повреждениях.

5. МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам.

Молнии характеризуются большим разрушающим действием, объясняемым большой амплитудой, крутизной нарастания и интегралом тока.

В соответствии с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи, защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории:

- а) открытые распределительные устройства (ОРУ), в том числе шинные мосты и гибкие связи, в том числе шинные мосты и гибкие связи;
- б) здания машинного зала и закрытые распределительные устройства (ЗРУ);
- в) здания маслохозяйства.

ОРУ станций и подстанций защищаются от ПУМ стержневыми молниеотводами и только для протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.

Порядок расчета стержневых молниеотводов:

$$h_a \geq D/8 \cdot p,$$

где $h = h_a + h_x$ – полная высота молниеотвода,

h_a – активная высота молниеотвода;

$h_{x1}=11,35$ м, $h_{x2}=5,5$ м – высота защищаемого объекта; $p=1$ при $h \leq 30$ м, $D=59$ м – большая диагональ четырехугольника с молниеотводами в его вершинах.

$$h_a \geq 59/8 \cdot 1 = 7,375 \text{ м. Принимаю } 8,5 \text{ м.}$$

$$h = 11,35 + 8,5 = 19,85 \text{ м. Принимаю } 20 \text{ м.}$$

Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5% – зона защиты типа А) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 150$ м представляет собой конус с высотой

$$h_o = 0,85h; \quad h_o = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м;}$$

и радиусами на уровне земли и уровне защищаемого оборудования

$$r_o = (1,1 - 0,002h)h;$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h)(h - h_x/0,85);$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м;}$$

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot (20 - 11,35/0,85) = 7,04 \text{ м.}$$

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot (20 - 5,5/0,85) = 14,3 \text{ м.}$$

Два молниеотвода одинаковой высоты, находящихся друг от друга на расстоянии $h < L_1 < 3h$ ($20 < L_1 = 53 < 3 \cdot 20 = 60$) образуют общую зону защиты.

Зона характеризуется между молниеотводами гребнем в виде ломаной линии; наини́зшая точка этого гребня имеет высоту

$$h_c = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(L_1 - h)$$

$$r_{cx} = r_o (h_c - h_x)/h_c$$

$$r_c = r_o$$

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(53 - 20) = 11,72 \text{ м}$$

$$r_{cx1} = 21,2 (11,72 - 11,35) / 11,72 = 0,67 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = 21,2 (11,72 - 6) / 11,72 = 10,3 \text{ м}$$

$$r_c = 21,2 \text{ м}$$

$$h < L_1 < 3h \quad (20 < L_1 = 26 < 3 \cdot 20 = 60)$$

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(26 - 20) = 15,9 \text{ м}$$

$$r_{cx1} = 21,2 (15,9 - 11,35) / 15,9 = 6 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = 21,2 (15,9 - 6) / 15,9 = 13,2 \text{ м}$$

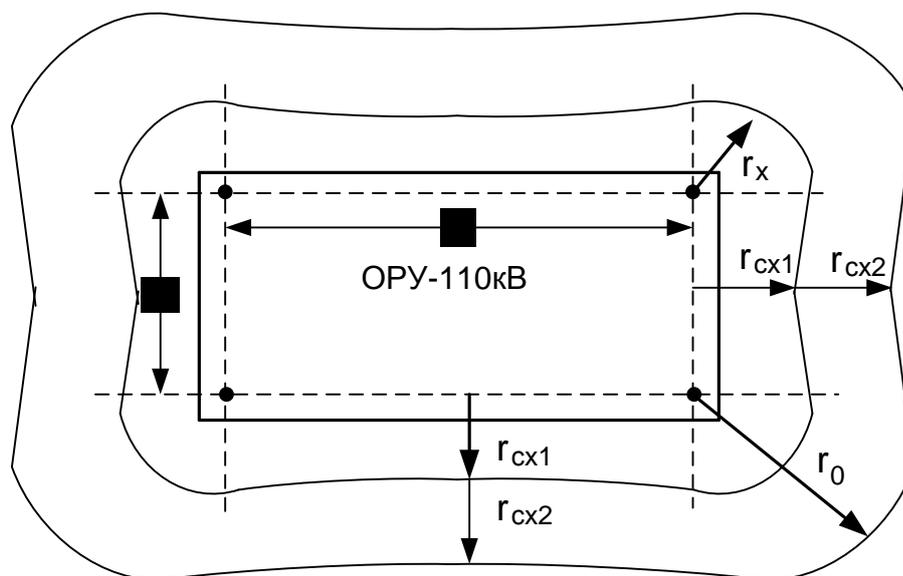


Рис. 5.1. Схема грозозащиты ОРУ-110кВ.

Молниеотводы состоят из молниеприемника, несущей конструкции, токоотвода и заземлителя. Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии. Поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Молниеприемники изготавливаются из прокатной стали любого профиля сечением не менее 100 мм^2 , при длине не более 2,5 м. Несущая конструкция несет на себе молниеприемник и токоотвод, объединяет все элементы молниеотвода в единую, жесткую, механически прочную конструкцию. В энергетике получили широкое распространение конструкции молниеотводов с деревянными, железобетонными и металлическими опорами.

Токоотвод соединяет молниеприемник с заземлителем и предназначен для пропускания тока молнии от молниеприемника к заземлителю. Поэтому

он рассчитывается на тепловые и электродинамические воздействия, связанные с прохождением по нему тока молнии. Токоотводы у молниеотводов с деревянными опорами изготавливаются различного профиля с сечением, рассчитанным для прохождения полного тока молнии. Рекомендуется брать круглую сталь диаметром не менее 6 мм², угловую сталь сечением не менее 48 мм² и толщиной стенки 4 мм.

Заземлители молниеотводов служат для отвода тока молнии в землю. Исходя из требований грозоупорности ЭУ, сопротивления заземлителей не должны превосходить 10-15 Ом.

Соединение отдельных частей токоотвода между собой, с молниеприемником и с заземлителем производится при помощи сварки. Для предохранения от коррозии токоотводы окрашиваются.

6. УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИЗМЕРЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКЕ

Коммерческий учет обычно устанавливают на границе раздела балансовой принадлежности. Количество точек учета определяется числом вводов энергоносителей. Количество измерительных параметров в точке контроля ограничивается параметрами, определяемыми финансовыми расчетами с энергоснабжающей организацией. Он является обязательным по закону. Система коммерческого учета должна включаться в «Государственный реестр средств измерений», обеспечивается средствами защиты информации от несанкционированного вмешательства в ее работу.

Технический учет не является обязательным по закону, он предназначен для учета, контроля и управления энергопотреблением по всей иерархии предприятия: корпус, цех, участок, энергоемкое оборудование. Количество точек учета зависит от структуры предприятия, его энергоприемников и определяется приведенной стоимостью одной точки контроля, ее окупаемостью. К техническому учету предъявляются пониженные требования точности измерений.

В период существования дешевых энергоносителей приборный учет энергоресурсов был ограничен и относителен, так как затраты на его организацию не оправдывал эффект, который можно было получить от его внедрения. Экономические условия вчерашнего дня обуславливали приблизительный, неточный и условный энергоучет, который грубо отражал реальные процессы энергопотребления.

В начале 70-х годов в связи с энергетическим кризисом, удорожанием и лимитированием энергоресурсов возникла необходимость усложнения тарифов. В связи с этим для крупных потребителей с нагрузкой более 750 кВА был введен двуставочный тариф за потребленную электроэнергию и заявленную мощность в часы пик. Предприятия оснащались устройством Ганц-прибор, который фиксировал максимум. В целом такой учет

характеризовался низкой точностью из-за визуального съема показаний и одновременного съема показаний. Подобный вид учета не может удовлетворить как промышленное предприятие, так и энергоснабжающую организацию из-за удорожания энергоресурсов и перехода от плановой экономики к рыночной. В условиях рынка необходим высокоточный учет, сводящий к минимуму участие человека на этапах измерения, сбора и обработки данных. Учет, адаптируемый к различным тарифным системам, как со стороны поставщика энергоресурсов, так и со стороны потребителя. С этой целью и тот и другой создают на своих объектах автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ). При наличии АСКУЭ промышленное предприятие мощностью контролирует процесс энергопотребления и имеет возможность по согласованию с поставщиком энергоресурсов гибко переходить к разным тарифным системам (зонным тарифам). Зонные тарифы позволяют через экономические рычаги влиять на график нагрузки и снижать суммарные энергозатраты энергосистемы и потребителя.

В перспективе развитие производства будет сопровождаться удорожанием энергоресурсов, что обуславливает необходимость жесткого контроля, ограничения и снижения энергозатрат в себестоимости продукции. Это возможно выполнить только с применением современных АСКУЭ.

Использование АСКУЭ на промышленных предприятиях позволяет решать следующие задачи:

1. комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет электроэнергии и всех видов энергоносителей: вода, пар, газ и др. по предприятию и его структурным подразделениям в соответствии с действующими тарифами;

2. контроль энергопотребления по всем энергоносителям в заданном временном интервале (1, 3, 5, 30 минут, зоны, смены, сутки, месяц, кварталы, годы);

3. фиксация отклонений контролируемых параметров энергоучета и их оценка в абсолютных и относительных единицах с целью облегчения анализа энергопотребления;

4. сигнализация отклонений (цветом, звуком, распечаткой) контролируемых величин сверх допустимых значений с целью принятия оперативных решений;

5. автоматическое управление энергопотреблением на основе заданных критериев и приоритетные схемы включения-отключения потребителей;

6. расчет с субабонентами предприятия и внутрихозяйственный расчет по энергоресурсам между цехами и подразделениями завода.

Структура АСКУЭ

По своей структуре системы АСКУЭ как коммерческого, так и технического учета могут быть трех- и двухуровневыми, централизованными и децентрализованными. Обобщенная структура АСКУЭ содержит 3 уровня:

- нижний – первичные измерительные преобразователи (ПИП) с телеметрическим выходом, осуществляют непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета (расход, мощность, температура и т.д.) по точкам учета;

- средний уровень – контроллеры или устройства сбора и передачи данных – специализированные измерительные системы или многофункциональные программируемые преобразователи с встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном интервале усреднения круглосуточный сбор данных с ПИП, накопления, обработку и передачу этих данных на верхний уровень;

- верхний уровень – персональная ЭВМ (ПЭВМ) со специализированным программным обеспечением АСКУЭ. Осуществляет сбор информации с контроллеров среднего уровня, итоговую обработку

информации, как по точкам учета, так и по их группам, отображение и документирование данных учета в виде удобном для анализа.

Трехуровневая система АСКУЭ применяется в случаях установки ПИП с импульсным или цифровым выходом. Прогресс в области интегральной технологии позволил перенести функции контролеров непосредственно в ПИП и получить таким образом «интеллектуальные ПИП». Для этих преобразователей трехуровневую схему АСКУЭ можно преобразовать в двухуровневую: ПИП -> ПЭВМ. Указанный принцип построения АСКУЭ требует дорогих «интеллектуальных ПИП» и большого количества каналов связи. Другим вариантом преобразования трехуровневой структуры АСКУЭ в двухуровневую с обычными «неинтеллектуальными» счетчиками связано с перенесением контроллерных функций в ПЭВМ, при этом ПЭВМ доукомплектовывается специальными модулями сбора данных.

Также АСКУЭ можно подразлить по принципу доступа и реализации информации на централизованные и децентрализованные. Структура централизованной системы АСКУЭ совпадает с трехуровневой схемой. Такая структура позволяет получать информацию руководству предприятия, но ограничивает доступ к ней энергетиков и руководителей подразделений.

Децентрализованная АСКУЭ строится на базе недорогих многоканальных контролеров типа энергия-микро 16/32, Сикон С10 и др. с встроенными табло и клавиатурой, которая устанавливается непосредственно на контролируемых объектах и подключается к ПЭВМ. Такая структура АСКУЭ обеспечивает доступ к информации всем заинтересованным лицам.

7. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1. Классификация электроустановок и помещений в отношении электробезопасности

Электроустановками называется совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования в другой вид энергии.

Электроустановки по условиям электробезопасности разделяются на электроустановки до 1000 В и электроустановки выше 1000 В.

В отношении опасности поражения людей электрическим током ПУЭ определены три категории помещений: без повышенной опасности, с повышенной опасностью и особо опасные.

К *первой категории* относятся: сухие помещения, в которых относительная влажность не превышает 60%; влажные, в которых относительная влажность выше 60%, но длительно не превышает 75%; с токонепроводящими полами; с токонепроводящей пылью; нежаркие, с температурой воздуха до +35°С включительно; без возможного одновременного прикосновения, с одной стороны, к металлическим конструкциям зданий, машин, аппаратов, имеющих хорошее соединение с землей, и с другой – к корпусам электрооборудования, установок.

Помещения *второй категории* характеризуются наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность сырости (относительная влажность длительно превышает 75%); токопроводящей пыли (технологическая пыль, выделяемая по условиям производства в таком количестве, что она может оседать на проводах, проникать внутрь машин, аппаратов и способна пропускать электрический ток); токопроводящих полов (металлических, земляных, железобетонных, кирпичных и т.п.); высокой

температуры (температура постоянно или периодически более одних суток превышает $+35^{\circ}\text{C}$); возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям здания, технологическим аппаратам, механизмам и к металлическим корпусам оборудования.

Особо опасные помещения характеризуются наличием одного из следующих признаков: особой сырости (относительная влажность воздуха близка к 100% – потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой); химически активной или органической среды (в помещении длительно или постоянно содержатся агрессивные пары, жидкости, газы, образуются отложения или плесень, действующие разрушающе на изоляцию и токоведущие части электрооборудования), одновременного наличия двух или более условий, характеризующих помещения с повышенной опасностью.

В отношении опасности поражения людей электрическим током территории размещения наружных электроустановок приравнены к особо опасным помещениям.

7.2. Основные меры защиты, обеспечивающие безопасность электротехнического персонала и посторонних лиц

Эксплуатация электрических установок относится к разряду работ, выполняемых в условиях повышенной опасности. Эксплуатация электрооборудования с точки зрения техники безопасности существенно отличается от эксплуатации любого другого вида производственного оборудования.

Обычно угроза несчастного случая сопровождается некоторыми признаками, на которые могут реагировать органы чувств человека. Вид приближающегося транспорта, запах газа, вращающиеся части машины обычно помогают человеку принять необходимые меры предосторожности. Но для обнаружения электрического тока у него нет специального органа чувств.

Последствия от воздействия электрического тока зависят от ряда факторов, и в первую очередь от тока и времени его прохождения через тело

человека: неприятные ощущения, ожоги, обморок, судороги, прекращение дыхания и даже смерть.

Несмотря на важность четкого определения значения тока, поражающего человека, зависимость его от различных условий до сих пор полностью не установлена. Поэтому ни в одном из действующих нормативных документов по устройству, технической эксплуатации или технике безопасности при эксплуатации электроустановок нет каких-либо конкретных сведений о допустимом значении длительно проходящего через тело человека и не ощущаемого им электрического тока. Лишь в технической литературе сообщается, что воздействие тока до 0,5 мА не ощущается человеком.

Ощутимый ток 0,5-1,5 мА не поражает человека, но его действие может стать косвенной причиной несчастного случая. Поэтому, хотя значение безопасного тока не установлено, его надо принимать в несколько раз меньшим порогового ощутимого тока.

Если человек, попавший в цепь электрического тока, не может ее разорвать самостоятельно (отделиться от электродов), то такой ток называется неотпускающим. Его значение обычно равно 10-15 мА. Ток меньшего значения называется отпускающим.

Ток в 50 мА поражает органы дыхания и сердечно-сосудистую систему. При 100 мА наступает фибрилляция сердца, заключающаяся в беспорядочном, хаотическом сокращении и расслаблении мышечных волокон сердца, что приводит к остановке сердца и прекращению кровообращения. Ток свыше 100 мА считается смертельным.

При оценке возможных последствий следует иметь в виду, что под воздействием электрического тока, проходящего через тело человека, его сопротивление уменьшается за счет изменения поверхностного слоя кожи, расширения сосудов кожи, повышенного потоотделения. А уменьшение сопротивления тела человека приводит, в свою очередь, к возрастанию через него тока.

Исход поражения электрическим током связан также с физическим и психическим состоянием человека, так как электрическое сопротивление тела человека, находящегося в состоянии опьянения или нервного возбуждения, с дефектами кожного покрова меньше, чем сопротивление тела здоровых людей. Следовательно, при прочих равных условиях ток через тело человека будет больше и поражение током – более тяжелым.

Сопротивление тела человека зависит также от окружающей среды, в которой человек находится, – влажности, температуры, запыленности окружающего воздуха и т.д. Тяжесть исхода поражения электрическим током во многом зависит и от квалификации персонала. Человек, обладающий достаточными знаниями и навыками в обслуживании электроустановок, очувтившись в опасной ситуации, способен быстро проанализировать обстановку и принять действенные меры для освобождения от тока себя или других попавших под напряжение.

Для защиты электротехнического персонала и посторонних лиц от поражения электрическим током существуют организационные и технические мероприятия.

К организационным мероприятиям следует отнести:

1) любую работу или перечень работ необходимо оформлять нарядом или распоряжением, где указывается место работы, время её начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственный за безопасность проведения работы;

2) перед началом проведения работ необходимо получить допуск бригады или работника у лиц из числа оперативного или оперативно-ремонтного персонала, которые следят за правильностью и достаточностью мер безопасности, указанных в наряде;

3) надзор наблюдающего за чёткость и полноту целевого инструктажа членам бригады, а также за наличие технических мер безопасности на месте проведения работ;

4) оформление перерыва в работе, перевода на другое место работы, окончание работы.

В электроустановках применяются следующие технические защитные меры: применение малых напряжений; электрическое разделение сетей; защита от опасности при переходе напряжения с высшей стороны на низшую; контроль и профилактика повреждений изоляции; компенсация емкостной составляющей тока замыкания на землю; защита от случайного прикосновения к токоведущим частям; защитное заземление; зануление; защитное отключение; применение электрозащитных средств. Применение этих защитных мер регламентируется ПУЭ, ПТЭ, ПТБ и другими правилами.

При рассмотрении и выборе перечисленных мер защиты следует иметь в виду, что ни одна из них не является универсальной. Каждая мера защиты имеет присущие ей достоинства и недостатки, что и накладывает определенные ограничения на область ее применения. В каждом конкретном случае выбираются те меры защиты, которые в заданных условиях являются более эффективными и надежными.

При эксплуатации некоторых электроустановок для обеспечения электробезопасности бывает недостаточно какой-либо одной меры защиты. Тогда применяют две и более дополняющих друг друга защит (например, заземление и защитное отключение, зануление с выравниванием потенциалов и т.п.). Но самой главной и основной защитой человека от возможного поражения электрическим током является надлежащий уровень эксплуатации электроустановок, электрохозяйства предприятия.

Защитное заземление – одна из наиболее распространенных мер защиты в сетях с изолированной нейтралью напряжением до 1000 В и в сетях выше 1000 В вне зависимости от режима работы нейтрали источника питания. Оно защищает человека от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим корпусам оборудования, металлическим конструкциям электроустановки, которые вследствие нарушения электрической изоляции могут оказаться под напряжением. Широкое применение заземления

объясняется, с одной стороны, достаточной надежностью, а с другой – относительной простотой устройства и обслуживания элементов этой защиты по сравнению с другими видами защит.

Защитным заземлением называется преднамеренное, с целью обеспечения электробезопасности, соединение металлических частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, с заземляющим устройством.

Зануление является одной из основных мер защиты от поражения электрическим током в электроустановках до 1000 В с глухозаземленной нейтралью (промышленные, сельскохозяйственные и коммунальные предприятия) в случае прикосновения к корпусам электрооборудования или металлическим конструкциям, оказавшимся под напряжением вследствие повреждения изоляции или однофазного короткого замыкания.

Зануление называется преднамеренное, с целью обеспечения электробезопасности, соединение металлических частей электроустановки (корпуса электрооборудования, конструкции для прокладки кабелей, стальные трубы и др.), нормально не находящиеся под напряжением, с глухозаземленной нейтралью источника питания с помощью нулевого рабочего или защитного провода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реконструируемая подстанция расположена в Средне Чирчикском районе Ташкентской области, на территории города Тойтепа.

Данный район является динамически развивающимся. В связи с активной застройкой района и увеличением числа малых и средних предприятий и фермерских хозяйств, встаёт вопрос о дополнительной мощности для питания электроприемников.

При выборе главной схемы подстанции неотъемлемой частью ее построения являются обоснование и выбор параметров оборудования и аппаратуры и рациональная их расстановка в схеме, а также принципиальное решение вопросов защиты, степени автоматизации и эксплуатационного обслуживания подстанции. Последние вопросы в свою очередь оказывают непосредственное влияние на наличие или отсутствие эксплуатационного и ремонтного персонала на главной понизительной подстанции предприятия.

Надежность уже выбранной главной схемы электрических соединений определяется надежностью ее составляющих элементов, в число которых входят силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, сборные шины, а также линии электропередачи.

На стороне 10 кВ приняты новые ячейки КРУН типа КМ-1, которые укомплектованы вакуумными выключателями ВВ/TEL-10, управление выключателями осуществляется блоками ВU/TEL.

На 110 кВ установлены элегазовые выключатели ВГБУ – 110 У1 с моторным приводом.

Питание потребителей собственных нужд ПС и цепей оперативного тока осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 мощностью кВА каждый. Щит СН состоит из двух секций соединенных секционным автоматом,

Список используемой литературы

1. Каримов И.А. Наша главная цель - решительно следовать по пути широкомасштабных реформ и модернизации страны. / Доклад на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2012 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2013 год (18 января 2013 года).
2. Каримов И.А. Докладе на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2013 году и важнейшим приоритетным направлениям социально-экономической программы на 2014 год.
3. Электрическая часть электростанций и подстанций
Б.Н. Неклепаев 2-е издание – М.: Энергоатомиздат, 1996г.
4. Электрическая часть электростанций и подстанций.
Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков М.: Энергоатомиздат, 1999г.
5. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г.Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990,- 576с.
6. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию -: В 2т. / под ред. А.А.Федорова.-М.: Энергоатомиздат, 1986,-568с.
7. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Уч. пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1997,- 368с.
8. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для энергоэнергетических специальностей вузов / Под ред. Б.Н. Неклепаева - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергия, 1998, - 456с.
9. Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий. СН РУз 4.04-19-2003 - Ташкент, 2004год.

10. Заводские каталоги на типовое оборудование
11. Прейскуранты заводов - изготовителей оборудования
12. Укрупненные показатели стоимости элементов электроснабжения промышленных предприятий (УП-ЭС) «Электропромпроект»
13. Справочник по электроустановкам промышленных предприятий / под ред. Я.М.Большмана-М.: Госэнергоиздат, 1963год, -719с.
14. Экономика труда и социально-трудовые отношения / под ред. Г.Г. Меликьяна, Р.П. Колосовой.-М.: Издательство МГУ
15. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г.Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат, 1991,- 464с.
16. «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» СН РК 2.04-29-2005
17. Экономика производственного объединения (предприятия) /А.М.Омаров.-М.: Экономика, 1995,-383с
18. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок Республики Узбекистан. РД 34 РУз.03.202-04.- Ташкент, 2004 год
19. Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам ГОСТ 2.105-95
20. Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Общие требования к чертежам. ГОСТ 2.109-73
21. info@betatransformator.com.tr - www.betatransformator.com.tr
22. [www. Kosgeb.gov.tr](http://www.Kosgeb.gov.tr)
23. info@starpower.it – www.starpower.it

ПРИЛОЖЕНИЕ

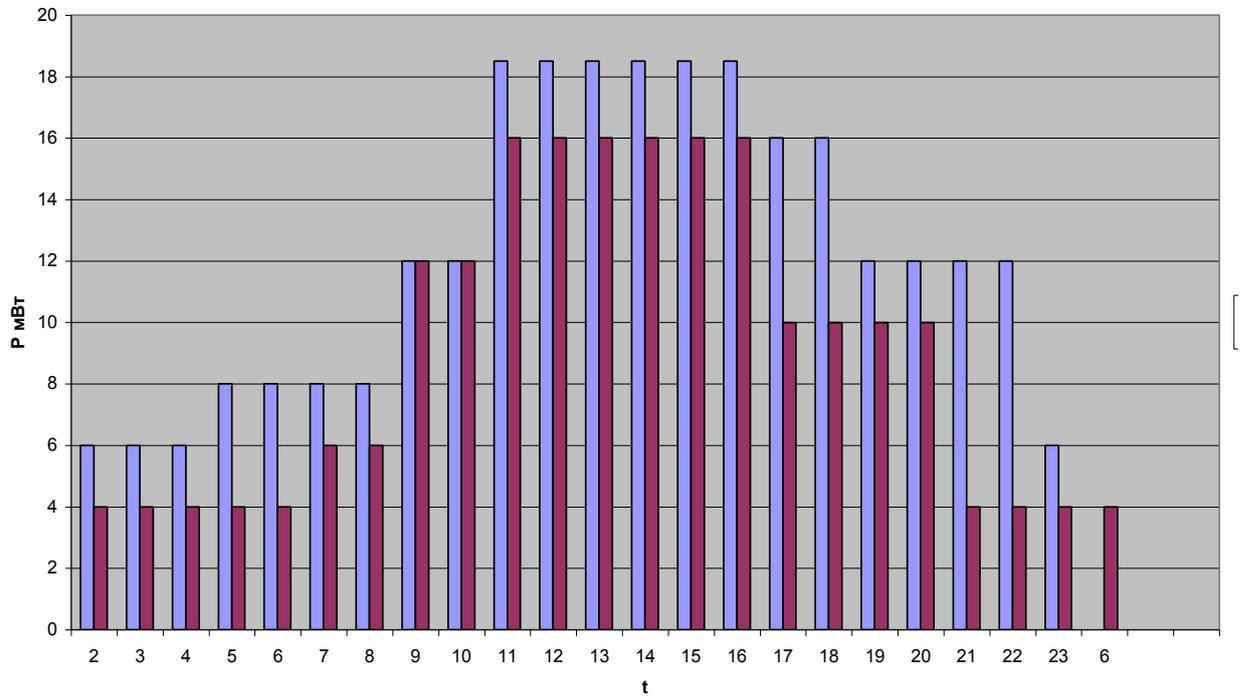


Рис.П.1. Суточный график нагрузок подстанции на стороне 35 кВ

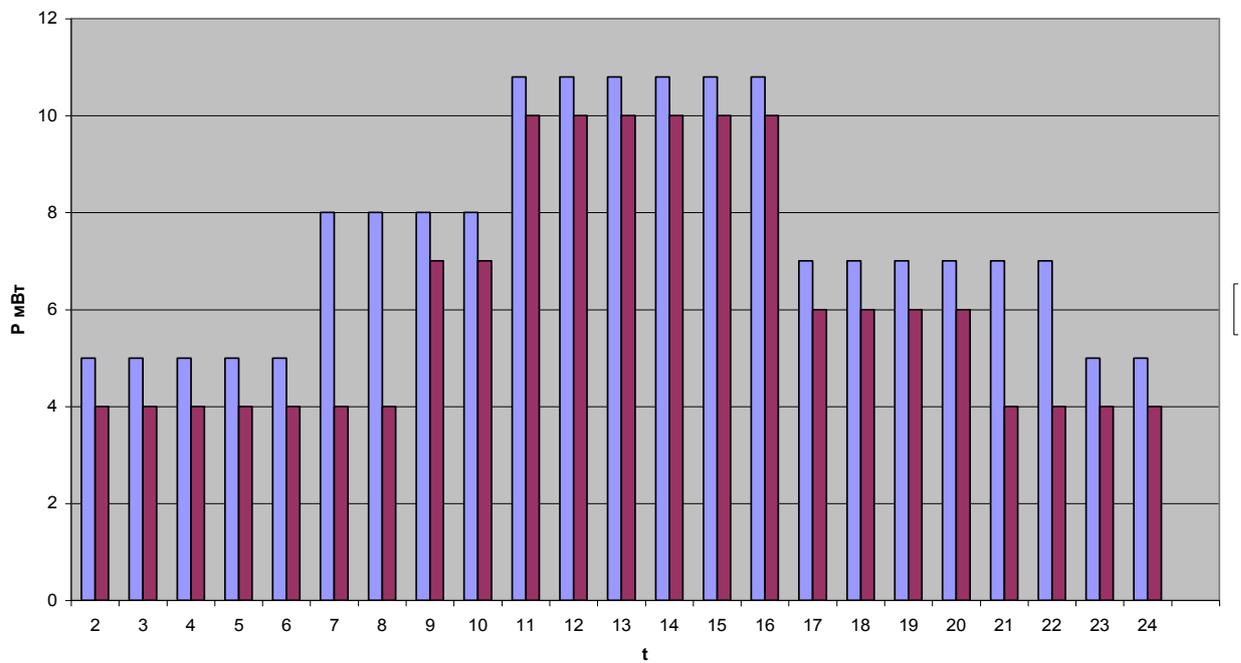
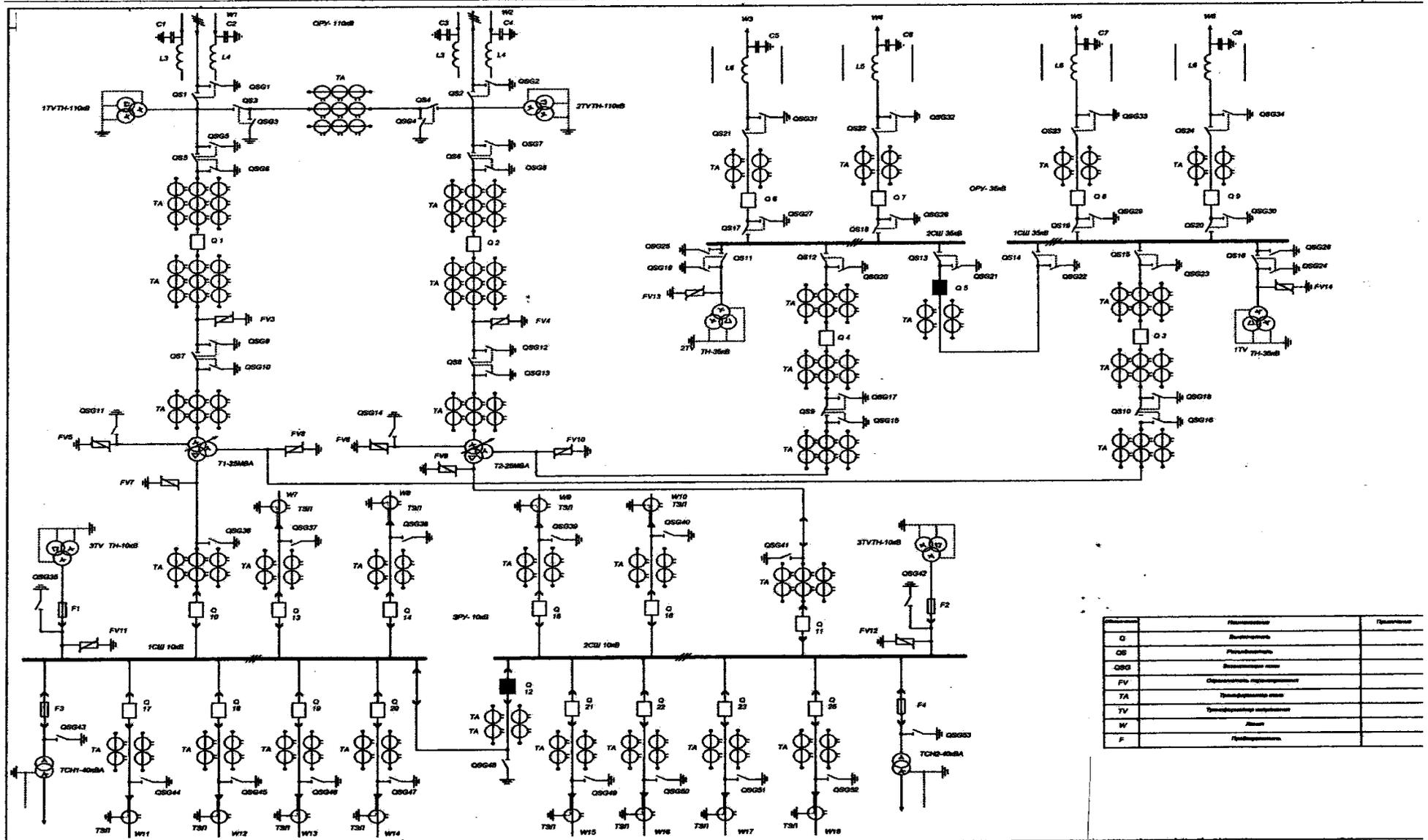


Рис.П.2. Суточный график нагрузок подстанции на стороне 10 кВ



Символ	Наименование	Примечание
Q	Выключатель	
QS	Разъединитель	
QSG	Селективный выключатель	
FV	Оборудование предохранения	
TA	Трансформатор тока	
TV	Трансформатор напряжения	
W	Авария	
F	Линейное	

Рис.П.3. Однолинейная схема подстанции

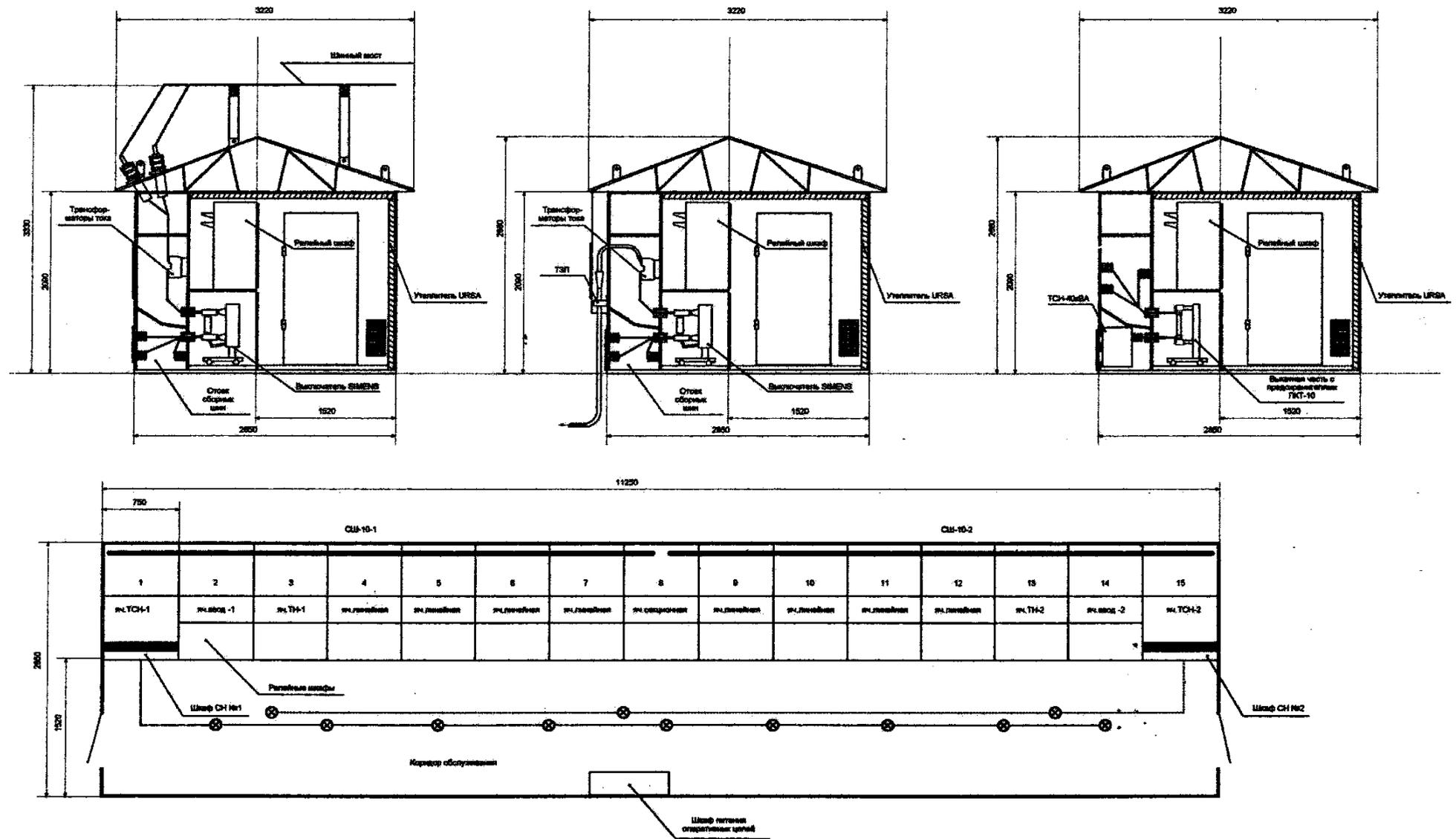


Рис.П.5. Конструкция КРУН К-50 (10 кВ) подстанции ТОЙТЕПА

