

СОДЕРЖАНИЕ

ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОРАЙОНА.....	16
Общие сведения об энергорайоне	16
1. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	20
1.1 Расчет параметров элементов схемы замещения.....	23
1.2 Расчет однофазного КЗ в точке К1.	28
1.3 Расчет трехфазного КЗ в точке К2.	33
1.4 Расчет двухфазного КЗ в точке К2.	37
1.5 Расчет трехфазного КЗ в точке К3.	38
1.6 Расчет двухфазного КЗ в точке К2.	41
1.7 Выбор и проверка электрических аппаратов.....	43
1.7.1 Выбор и проверка аппаратов в ОРУ 110 кВ	46
Выбор выключателей	46
Выбор и проверка разъединителей.....	50
Выбор и проверка трансформаторов тока.	50
Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	52
1.7.2 Выбор и проверка аппаратов в КРУ 10 кВ	55
Выбор выключателей	55
Выбор и проверка трансформаторов тока.	58
Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	60
1.7.3 Выбор и проверка аппаратов в КРУ 6 кВ	61
Выбор выключателей	61
Выбор и проверка трансформаторов тока.	64
Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	66
1.8 Выбор токоведущих частей	68
1.8.1 Выбор проводов сборных шин РУ 110 кВ	68
1.8.2 Выбор и проверка ошиновки на низкой стороне трансформатора 10 кВ.	70
1.8.3 Выбор и проверка ошиновки на низкой стороне трансформатора 6 кВ.	73
1.9 Релейная защита трехобмоточного трансформатора 110/10/6 кВ.	76

1.10 Вывод	79
2. Эксплуатация дугогасительных реакторов	80
Измерение емкостного тока сети при замыкании фазы через активное сопротивление	85
Выбор мощности и места установки дугогасящих катушек	87
Конструктивное выполнение и параметры дугогасящих катушек	92
3. РАЗРАБОТКА ВОПРОСОВ БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПС 110/10/6 кВ	100
3.1 Краткая характеристика подстанции	100
3.2 Идентификация, анализ и оценка воздействия негативных факторов на персонал п/ст	101
3.3 Расчет заземляющего устройства подстанции	103
3.4 Расчет искусственного освещения в помещении ОПУ	107
3.5 Расчет воздухообмена помещений аккумуляторных ПС 110 кВ Ростов-на-Дону	110
3.6 Пожарная безопасность	111
3.7 БЖД в ЧС	112
4. Оценка инвестиций в реконструкцию пс 110/10/6кв	115
4.1 Основы методики оценки эффективности инвестиций	115
4.2 Определение капитальных вложений в развитие сети	122
4.3 Расчет эксплуатационных затрат на передачу и распределение электроэнергии	126
4.4 Расчет показателей эффективности инвестиций	128
5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
6. Список литературы	138
Приложение А	139
Приложение Б	141
Приложение В	142
Приложение Г	143
Приложение Д	144
Приложение Е	145

<i>Формат</i>	<i>Зона</i>	<i>Поз.</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол.</i>	<i>Примечание</i>
				Текстовые документы		
A4			14020465.Д12.020.01.00.П3	Пояснительная записка	1	
A1			14020465.Д12.020.01.00.Э3	П/ст 110/10/6 кВ Электрическая схема принципиальная главных соединений	1	
A1			14020465.Д12.020.02.00.ВО	Разрез и план присоединения линии 110 кВ и шинных аппаратов. Чертеж общего вида	1	
A1			14020465.Д12.020.03.00.ВО	Разрез и план присоединения Тр 110 кВ и шинных аппаратов. Чертеж общего вида	1	
A1			14020465.Д12.020.04.00.Э3	Релейная защита трансформатора ТДТН-40000/110/35/6 кВ. Схема электрическая принципиальная цепей переменного тока и напряжения	1	
A1			14020465.Д12.020.05.00.Э3	Габаритный чертеж дугогасящего реактора РДМР	1	
A3			14020465.Д12.020.06.00.ВО	Схема работы автоматического регулятора	1	
A3			14020465.Д12.020.07.00.ВО	Схема измерения при металлическом замыкании фазы на землю.	1	
A3			14020465.Д12.020.08.00.Э5	Схема измерения емкостного тока при замыкании фазы через активное сопротивление.	1	
A3			14020465.Д12.020.09.00.ВО	Метод подачи в нейтраль постороннего напряжения.	1	
				14020465.Д12.020.01.00.П3		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		
Студент		Сметанкин А.И.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
Консульт.		Березкин Е.Д.				<i>Листов</i>
Рук.		Березкин Е.Д.			1	2
Н.контр.		Березкин Е.Д.				
					ЮРГТУ, Кафедра ЭС, Эн - V - 1	

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика России – базовая отрасль экономики страны, обеспечивающей энергией народное хозяйство и население, осуществляющая экспорт электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья. Её развитие происходило практически полностью на базе отечественного оборудования, подавляющая часть которого не уступала по своим технико-экономическим показателям лучшим зарубежным образцам. И сегодня всё оборудование электрических станций и сетей России в основном является отечественным. Наша электропромышленность в тесном сотрудничестве с российскими научно-исследовательскими и проектными организациями создала основное электрооборудование, отвечающее самым жестким требованиям своего времени и эффективно работающее до сих пор.

Надежная и экономичная работа Единой энергосистемы обеспечивалось тогда и обеспечивается сегодня созданной и эффективно действующей иерархической автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ) с Центральным диспетчерским управлением (ЦДУ) в Москве и объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ) в важнейших регионах страны. Устойчивая, безаварийная работа ЕЭС России, бесперебойное энергоснабжение потребителей страны стали возможными благодаря не только эффективному централизованному управлению режимами работы энергосистем, но и внедрению передовых отечественных научных разработок в области живучести энергосистем, совершенной системы противоаварийной автоматики и релейной защиты.

Неблагоприятная экономическая ситуация в стране и перестройка финансовой системы серьёзно затронули и электроэнергетику. Переход отрасли на самофинансирование при государственном регулировании тарифов на электроэнергию в условиях формирования рыночных отношений резко ограничил её финансовые возможности. Объемы инвестиций в электроэнергетику сохранились с 1990 по 1999г более чем второе, а темпы

ввода мощности за этот период упали с 4.5 до 1.5 млн.кВт в год, примерно во столько же раз уменьшились среднегодовые объёмы сооружения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Важнейшим итогом преобразований, начатых в электроэнергетике России в 1993г., явилось создание Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) и 72 региональных оптовых рынков. Существующие проблемы ФОРЭМ связаны с ограниченностью сферы его действия и отставанием нормативно-законодательной базы, регламентирующей функционирование и развитие ФОРЭМ.

Решающее значение для дальнейшего развития отечественной энергетики имеет освоение новых технологий и современных методов разработки и проектирования оборудования. Создание новых типов оборудования в настоящее время немыслимо без широкого применения компьютерной техники в проектировании.

В существующих финансовых условиях строительство новых объектов электроэнергетики является весьма затруднительным, поэтому большое внимание в настоящее время уделяется вопросам реконструкции существующих подстанций.

Основные цели реконструкции действующих подстанций увеличение числа присоединений в распределительных устройствах, пропускной способности подстанции в целом и ее отдельных элементов, улучшение качества напряжения, повышения надежности функционирования подстанции и ее эксплуатационной гибкости, улучшения условий труда эксплуатирующего персонала и оздоровление экологической ситуации на подстанции и в примыкающей к ней зоне.

Названные цели могут достигаться при следующих условиях:

реконструкция схемы распределительного устройства, в том числе путем перехода к принципиально иной первичной схеме или создание дополнительных ячеек в распределительных устройствах без изменения исходного принципа построения схемы, а также за счет секционирования сборных шин распределительного устройства.

установка дополнительного к существующему, нового оборудования (силовые и регулировочные трансформаторы, компенсирующие устройства), специальных токоограничивающих устройств, коммутационной аппаратуры, устройств релейной защиты и автоматики и т.д.

перевод подстанции или ее распределительного устройства на повышенное номинальное напряжение.

В ходе дипломного проекта выполнен проект замены трансформаторов на подстанции 110/10/6 кВ «Р-1» с выбором и проверкой коммутационных устройств. Специальная часть проекта посвящена вопросу компенсации емкостных токов.

Произведен расчет экономической эффективности инвестиций в реконструкцию подстанции, установленный приблизительный срок окупаемости реконструкции.

ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОРАЙОНА

Общие сведения об энергорайоне

Полное наименование – филиал Открытого Акционерного Общества « МРСК Юга»-«Ростовэнерго» Западные электрические сети.

Сокращенное наименование – филиал ОАО « МРСК Юга» - «Ростовэнерго» ЗЭС.

Западные электрические сети осуществляют техническое обслуживание электроустановок напряжением 0,4 – 110 кВ, принадлежащих Ростовскому Акционерному Обществу энергетики и электрификации (ОАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»), Единой энергетической системы России, РАО «ЕЭС России» и предназначенных для электроснабжения потребителей народного хозяйства и быта Западной части Ростовской области на территории 6,7 тыс. кв. км., в которую входят административные районы: Октябрьский, Красно–Сулинский, Усть-Донецкий, Родионово-Несветайский и Семикаракорский. Общее число сельхозпотребителей – 70. А также города: Шахты, Гуково, Красный Сулин, Новошахтинск.

На обслуживании Западных электрических сетей находятся:

- 73 подстанций 110 – 35 кВ, на которых установлено 225 трансформаторов, включая трансформаторы собственных нужд, общей мощностью 2072,42 МВА;

- воздушные линии (ВЛ) 35 кВ общей протяженностью по цепям 552 км;
- ВЛ 110 кВ общей протяженностью по цепям 965 км;
- ВЛ 10 кВ сельской распределительной сети общей протяженностью 1451км;

- ВЛ 6 кВ – 711 км;
- ВЛ 0,4 кВ – 2392 км;
- Трансформаторные подстанции 6 – 10/0,4 кВ в количестве 923 штук, суммарной мощностью 155,5 тыс. кВ·А.

Основными направлениями деятельности филиала являются:

- передача и распределение электрической энергии;
- обеспечение работы энергетического оборудования, находящегося в распоряжении филиала, в условиях параллельной работы Единой энергетической системе России;
- обеспечение эксплуатации энергетического оборудования в соответствии с требованиями технической документации и отраслевых нормативных документов;
- ремонт энергетического оборудования, его реконструкция и техническое перевооружение;
- производство строительно-монтажных работ;

Отчет о протяженности воздушных линий электропередачи 35 кВ и выше за 2006 год сведен в таблицу 1.1.

Таблица 1.1

Протяженность ВЛЭП

Эл. сети напр. (кВ)	Состоит на конец года по трассе (км)							Всего по цепям (км)	
	Всего	Одноцепные ВЛ			Двухцепные ВЛ				
		Металл	Ж/бетон	Дерево	Металл	Ж/бетон	Дерево		
110	736	44	463	-	23	206	-	965	
35	486	25	385	10	14	52	-	552	
итого	1222	69	848	10	37	258	-	1517	

Техническое обслуживание и капитальный ремонт ВЛ 35 кВ и выше осуществляется Шахтинским участком ВЛ, который обслуживает ВЛ 110 кВ – 564,5 км, 35 кВ – 336,9 км в составе службы линий и Сулинским участком ВЛ в составе Красно-Сулинского РЭС, который обслуживает ВЛ 110 кВ – 398,6 км, 35 кВ – 214 км.

Ремонт и техническое обслуживание основного оборудования подстанций осуществляется персоналом службы подстанций. На балансе предприятия находится 73 подстанций напряжением 35 – 110 кВ мощностью 1541,8 МВА, в том числе:

- 110 – 36 ПС мощностью 1142,3 МВА;
- 35 – 10 кВ – 37 ПС мощностью 399,5 МВА;

В том числе подстанции сельскохозяйственного назначения:

- 110 кВ – 15 ПС мощностью 244,8 МВА;
- 35 – 10 кВ – 15 ПС мощностью 86,8 МВА.

Из общего числа подстанций двухтрансформаторные – 50 ПС, в том числе 14 ПС сельскохозяйственного назначения, имеющие регулирование под нагрузкой (54 ПС); телесигнализацию и телеконтроль (15 ПС); обслуживающие по аварийным сообщениям (44 ПС); телеуправление (2 ПС); двойное питание (68 ПС). Оперативное, техническое обслуживание, капитальный и текущий ремонт сетей 6 – 10 и 0,4 кВ осуществляют 4 района электрических сетей (РЭС) в границах Октябрьского, Красно–Сулинского, Усть-Донецкого, Родионово-Несветайского и Семикаракорского районов.

На балансе предприятия и обслуживании районов электрических сетей находится 2162 км ВЛ 6 – 10 кВ, 2392 км ВЛ 0,4 кВ. в хорошем состоянии находится 859 км ВЛ 6 – 10 кВ, в удовлетворительном – 936 км, в неудовлетворительном – 183 км и в непригодном – 184 км линий. По ВЛ 0,4 кВ в хорошем состоянии находится 887 км, в удовлетворительном – 807 км, в неудовлетворительном – 539 км и в непригодном – 159 км линий.

На балансе предприятия находится 923 трансформаторная подстанция 6 – 10/0,4 кВ, суммарной мощностью 155,5 тыс.кВА, в том числе: мачтовых – 54 шт; комплектных – 838 шт; закрытых – 31 шт. Из них сельскохозяйственного назначения 923 трансформаторная подстанция мощностью 155,5 кВА. Из трансформаторных подстанций 6 – 10/0,4 кВ в хорошем состоянии находится – 437 шт; в удовлетворительном – 337 шт; в неудовлетворительном – 99 шт; в непригодном – 50 шт.

Техническое обслуживание и ремонт основного оборудования электрических сетей и подстанций осуществляют следующие подразделения:

- служба подстанций;
- служба линий электропередачи;
- служба автоматизированных систем управления;

- служба метрологии и автоматических систем коммерческого учета электроэнергии;
- служба изоляции и защиты от перенапряжений.

Оперативное руководство осуществляет оперативно-диспетчерская служба. Организацию работы по технике безопасности и производственной санитарии осуществляет служба надежности и техники безопасности.

Вспомогательные службы:

- служба механизации и транспорта;
- служба релейной защиты и автоматики;
- административно-хозяйственный отдел;
- служба связи;
- бухгалтерия;
- планово – экономический отдел;
- производственно – технический отдел;
- отдел кадров;
- отдел капитального строительства;
- профсоюзный кабинет;
- ремонт – строительная группа;
- группа материально – технического снабжения.

1. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

Подготовка исходных данных

Максимальная суммарная нагрузка потребителей:

$$\dot{S}_H^{110} = P_H + jQ_H = 28,4 + j5,2 \text{ МВА.}$$

В связи с увеличением нагрузки на отходящих линиях подстанции, предусматривается замена существующих трансформаторов на более мощные, типа ТРДН – 40000/110 У1. Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Параметры трансформатора подключенного к РУ 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра
Напряжение обмотки ВН, U_{BH}, kV	115
Напряжение обмотки НН1, U_{HH1}, kV	10,5
Напряжение обмотки НН2, U_{HH2}, kV	6,3
Номинальная полная мощность, S_{nom}, MVA	40
Потери холостого хода, P_X, kW	34
Потери короткого замыкания, P_K, kW	170
Напряжения короткого замыкания: $U_{KBH}, \%$	10,5
$U_{KHH1}, \%$	30
$U_{KHH2}, \%$	20

Выбор схем электрических соединений РУ.

Распределительное устройство 110 кВ подстанции рекомендуется выполнить по схеме две рабочие системы шин, при этом в соответствии с ТУ ОАО «ФСК ЕЭС» предусмотреть возможность ее расширения в перспективе для присоединения к подстанции нескольких ВЛ 110 кВ.

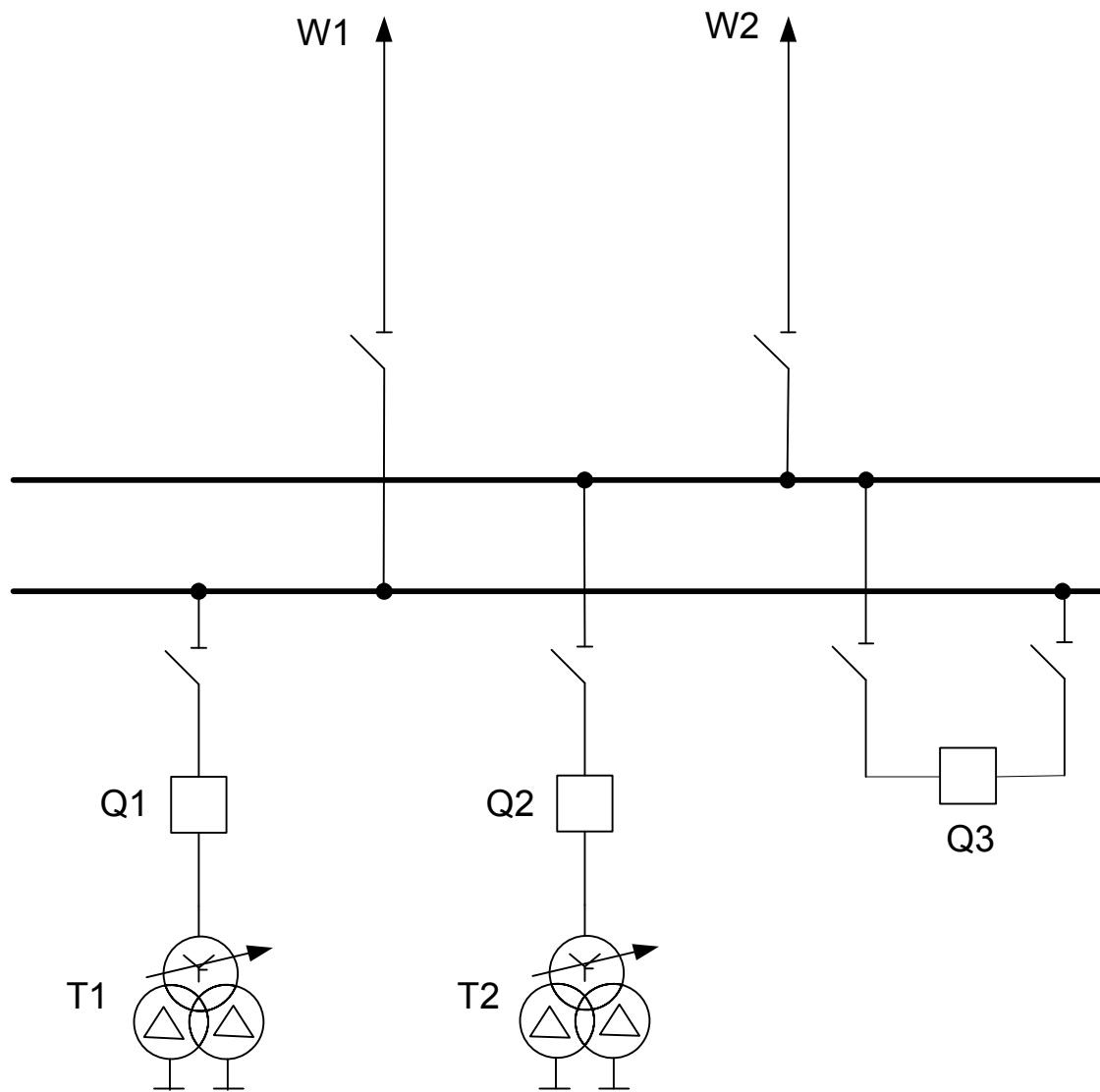


Рис.2.1. Схема коммутации

Для выбора и проверки электрических аппаратов и токоведущих частей станции необходимо знать величины ТКЗ. С этой целью на основе схемы рис.2.1 и задания составим СЗПП, рис.2.2

Задаемся следующими параметрами:

$$S_{\delta} = 1000 \text{MVA}; U_{\delta 1} = 115 \text{kV}; U_{\delta 2} = 10,5 \text{kV}; U_{\delta 3} = 6,3 \text{kV}$$

Вычислим базисные токи:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{kA}; I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{kA};$$

$$I_{\delta 3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta 3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{kA}$$

1.1 Расчет параметров элементов схемы замещения.

Схема замещения подстанции включает следующие элементы:

— система:

$$X_1 = X_{C1} \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta 1}^2} = 11,15 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,843;$$

$$r_1 = r_{c1} \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta 1}^2} = 1,039 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,079;$$

$$X_2 = X_{C2} \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta 1}^2} = 13,53 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,023;$$

$$r_2 = r_{c2} \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta 1}^2} = 0,672 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,051;$$

— линии связи с системами:

$$X_3 = X_{noe} l \frac{S_\delta}{U_{\delta 2}^2} = 0,41 \cdot 37,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,159;$$

$$r_3 = \frac{l}{\gamma \cdot S} \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta 2}^2} = \frac{37400}{32 \cdot 300} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,295;$$

$$X_4 = X_{noe} l \frac{S_\delta}{U_{\delta 2}^2} = 0,41 \cdot 44,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,373;$$

$$r_4 = \frac{l}{\gamma \cdot S} \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta 2}^2} = \frac{44300}{32 \cdot 300} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,349;$$

— сопротивления трансформатора:

$$x_5 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_\delta}{n \cdot S_{nom}} \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{2 \cdot 40} = 1;$$

$$x_6 = \frac{15}{100} \cdot \frac{1000}{2 \cdot 40} = 1,875;$$

$$x_7 = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{2 \cdot 40} = 1,25;$$

$$r_5 = r_6 = r_7 = \frac{P_k \cdot S_\delta}{1000 \cdot S_{nom}^2} = \frac{170 \cdot 1000}{1000 \cdot 2 \cdot 40^2} = 0,053 ,$$

где напряжения короткого замыкания обмоток

$$U_{KB} = U_{KBN} - \frac{U_{KH1}}{4} = 10,5 - \frac{30-20}{4} = 8\% ;$$

$$U_{KH1} = \frac{U_{KH1}}{2} = \frac{30}{2} = 15\%;$$

$$U_{KH2} = \frac{U_{KH2}}{2} = \frac{20}{2} = 10\%$$

Схема замещения прямой последовательности приведена на рисунке 2.2

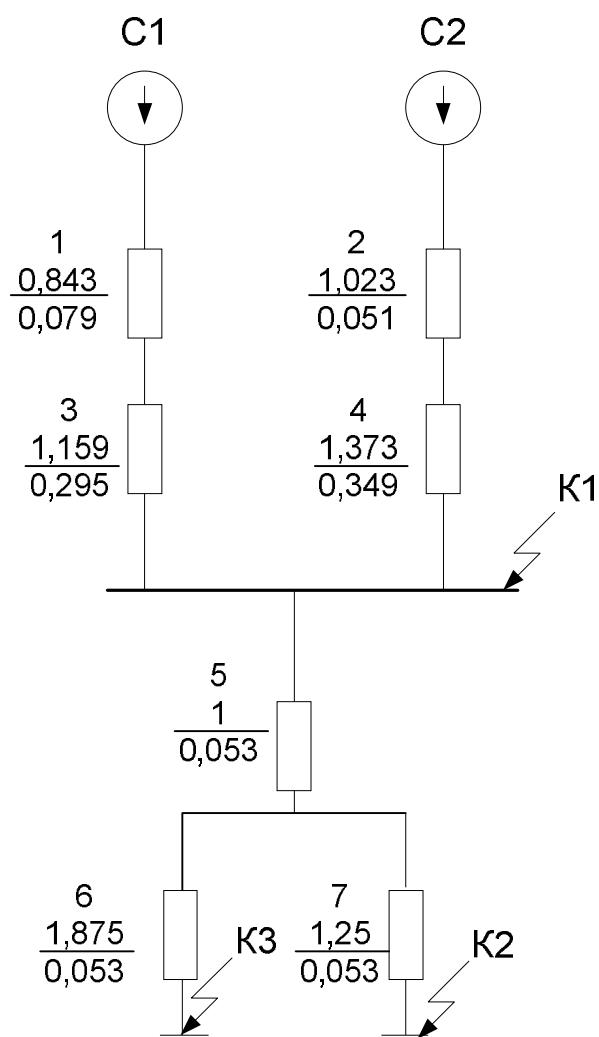


Рис. 2.2. Схема замещения прямой последовательности

Свернем схему замещения представленную на рисунке 2.2 относительно точки К1.

$$X_8 = X_1 + X_3 = 0,843 + 1,159 = 2,002;$$

$$X_9 = X_2 + X_4 = 1,023 + 1,373 = 2,396;$$

$$X_{1\Sigma K1} = \frac{X_8 \cdot X_9}{X_8 + X_9} = \frac{2,002 \cdot 2,396}{2,002 + 2,396} = 1,091.$$

$$r_8 = r_1 + r_3 = 0,079 + 0,295 = 0,374;$$

$$r_9 = r_2 + r_4 = 0,051 + 0,349 = 0,4;$$

$$r_{1\Sigma K1} = \frac{r_8 \cdot r_9}{r_8 + r_9} = \frac{0,374 \cdot 0,4}{0,374 + 0,4} = 0,193.$$

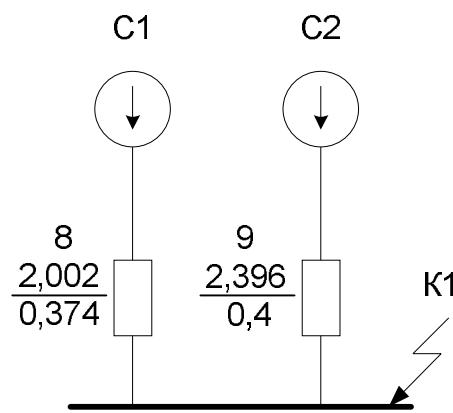


Рис. 2.3. Схема замещения прямой последовательности свернутая относительно точки К1

Используя формулы:

$$I_i'' = \frac{I_{\delta i}}{X_{i*\delta}};$$

где i – номер ветви,

I_i'' – сверхпереходной ток КЗ ветви,

$$X_{ipacu} = X_{i*\delta} \cdot \frac{S_{i\text{ном}\Sigma}}{S_\delta};$$

где X_{ipacu} – расчетное сопротивление ветви,

$S_{i\text{ном}\Sigma}$ – суммарная мощность, передаваемая по линии.

$$T_{ai} = \frac{X_{i*\delta}}{314 \cdot r_{i*\delta}};$$

где T_{ai} – постоянная времени ветви,

$$k_{yi} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}};$$

где k_{yi} – ударный коэффициент,

$$i_{yi} = \sqrt{2} \cdot k_{yi} \cdot I_i'';$$

где i_{yi} – ударный ток КЗ ветви,

$$\lambda_{ti} = e^{-\frac{\tau}{T_{ai}}};$$

где λ_{ti} – коэффициент затухания апериодической составляющей тока КЗ,

$$i_{ati} = \lambda_{ti} \cdot \sqrt{2} \cdot I_i'';$$

где i_{ati} – апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ ,

$$I_{nti} = \gamma_{ti} \cdot I_i'';$$

где I_{nti} – периодическая составляющая тока КЗ,

$t_{c8} = 0,03c$ – собственное время отключения выключателя,

$t_{o8} = 0,055c$ – полное время отключения выключателя.

t_{c8} и t_{o8} приняты в соответствии с параметрами принятого к установке выключателя (**ВГТ-110 II* 40/2000 У1**).

$$\tau = t_{p3\min} + t_{c8};$$

где $t_{p3\min}$ – минимальное время действия релейной защиты, принятое равным 0,01с.

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04c.$$

$$t_{откл} = t_{p3\max} + t_{o8};$$

где $t_{p3\max}$ – максимальное время действия релейной защиты, принятое равным 0,1с.

$$t_{откл} = 0,1 + 0,055 = 0,155c.$$

Таблица 2.2. Трехфазное КЗ в точке К1

Точка К1, трехфазное КЗ, $U_{61} = 115$ кВ, $I_6 = 5,02$ кА						
Ветвь	$X*6$	I'' , кА	$r*6$	T_a , с	K_y	i_y , кА
1	2	3	4	5	6	7
C1	2,002	2,507	0,374	0,017	1,555	5,513
C2	2,396	2,078	0,4	0,0165	1,545	4,54
Σ		4,585				10,05

продолжение таблицы 2.2

$\tau = 0,04$ с, $t_{откл} = 0,155$ с						
Ветвь	λ_τ	i_{at} , кА	γ_τ	$I_{nt i}$, кА	$\gamma_{откл}$	$I_{n.откл}$, кА
8	9	10	11	12	13	14
C1	0,555	1,968	1	2,507	1	2,507
C2	0,545	1,602	1	2,078	1	2,078
Σ		3,57		4,585		4,585

1.2 Расчет однофазного КЗ в точке К1.

Этот расчет выполняется при условии $x_{0\Sigma} \leq x_{1\Sigma}$, т.к. ток однофазного КЗ в этом случае больше трехфазного и является расчетным при проверке выключателей на коммутационную способность. Здесь $x_{1\Sigma}$ и $x_{0\Sigma}$ – эквивалентные сопротивления прямой и нулевой последовательности, полученные путем преобразования соответствующих схем замещения по отношению к точке КЗ.

По рис.2.1 с учетом возможных путей циркуляции токов нулевой последовательности составим схему замещения нулевой последовательности СЗНП, рис.2.4.

Расчет параметров СЗНП.

Сопротивления СЗНП трансформаторов остаются такими же как и в СЗПП за исключением сопротивлений линий и систем.

— сопротивления системы нулевой последовательности:

$$X_{01} = X_{C01} \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta 1}^2} = 12,08 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,913;$$

$$X_{02} = X_{C02} \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta 2}^2} = 23,41 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,77.$$

— сопротивления линий нулевой последовательности:

$$x_{03} = 3 \cdot x_3 = 3 \cdot 1,159 = 3,477;$$

$$x_{04} = 3 \cdot x_4 = 3 \cdot 1,373 = 4,119;$$

$$r_{03} = (r_{noe} + 0,15) \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta 1}^2} = (0,133 + 0,15) \cdot 37,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,8;$$

$$r_{04} = (r_{noe} + 0,15) \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta 1}^2} = (0,133 + 0,15) \cdot 44,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,948.$$

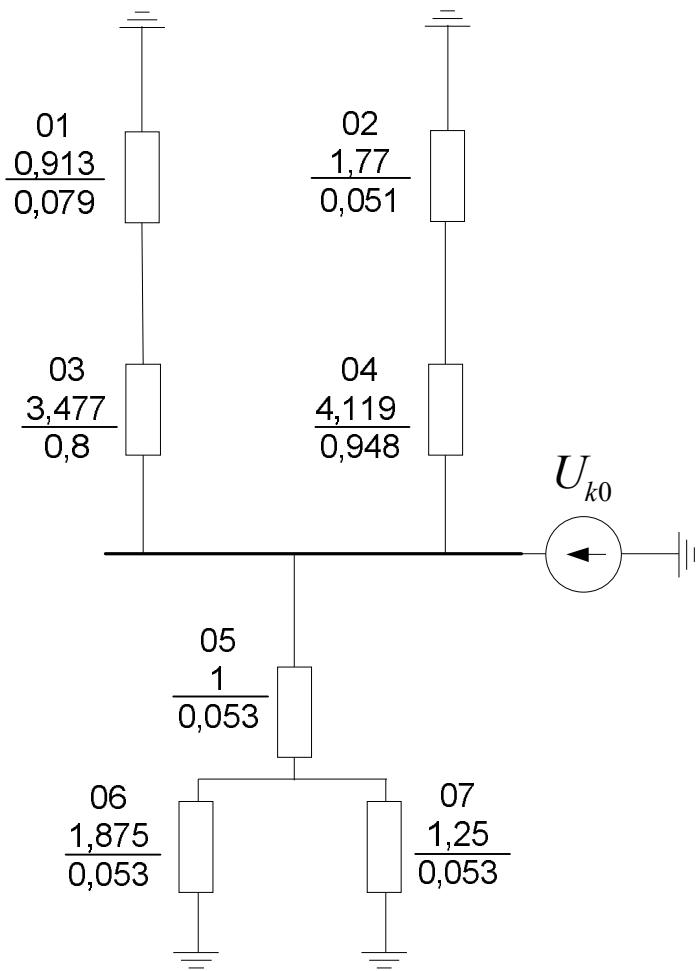


Рис.2.4. Схема замещения нулевой последовательности

Алгоритм преобразования СЗНП к точке К1 следующий:

$$x_{08} = \frac{(x_{01} + x_{03}) \cdot (x_{02} + x_{04})}{x_{01} + x_{03} + x_{02} + x_{04}} = \frac{(0,913 + 3,477) \cdot (1,77 + 4,119)}{0,913 + 3,477 + 1,77 + 4,119} = 2,515;$$

$$x_{09} = \frac{x_{06} \cdot x_{07}}{x_{06} + x_{07}} + x_{05} = \frac{1,875 \cdot 1,25}{1,875 + 1,25} + 1 = 1,75;$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{08} \cdot x_{09}}{x_{08} + x_{09}} = \frac{2,515 \cdot 1,75}{2,515 + 1,75} = 1,03;$$

$$r_{08} = \frac{(r_{01} + r_{03}) \cdot (r_{02} + r_{04})}{r_{01} + r_{03} + r_{02} + r_{04}} = \frac{(0,079 + 0,8) \cdot (0,051 + 0,948)}{0,079 + 0,8 + 0,051 + 0,948} = 0,468;$$

$$r_{09} = \frac{r_{06} \cdot r_{07}}{r_{06} + r_{07}} + r_{05} = \frac{0,053 \cdot 0,053}{0,053 + 0,053} + 0,053 = 0,0795;$$

$$r_{0\Sigma} = \frac{x_{08} \cdot x_{09}}{x_{08} + x_{09}} = \frac{0,468 \cdot 0,0795}{0,468 + 0,0795} = 0,068;$$

Для расчета токов однофазного КЗ составим комплексную схему замещения, рисунок 2.5, путем добавления $x_{\Delta}(r_{\Delta})$ к соответствующей результирующей СЗПП, полученной при расчете токов трехфазного КЗ:

$$x_{\Delta} = x_{1\Sigma K1} + x_{0\Sigma K1} = 1,091 + 1,03 = 2,121;$$

$$r_{\Delta} = r_{1\Sigma K1} + r_{0\Sigma K1} = 0,193 + 0,068 = 0,261.$$

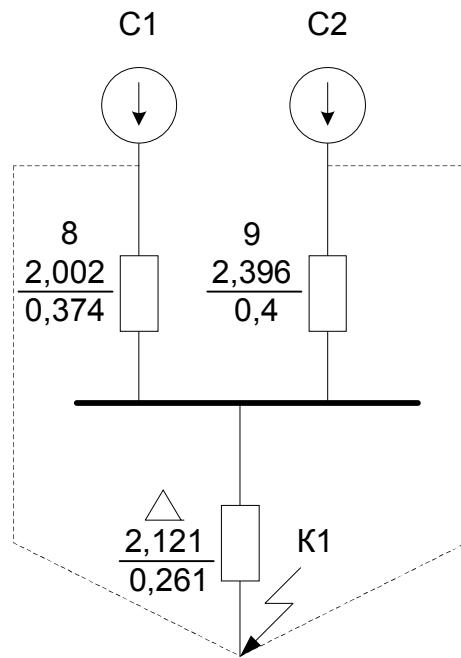


Рис. 2.5 Комплексная схема замещения для однофазного КЗ в точке К1

Приведем КСЗ, изображенную на рисунке 2.5 к радиальной схеме (рисунок 2.6):

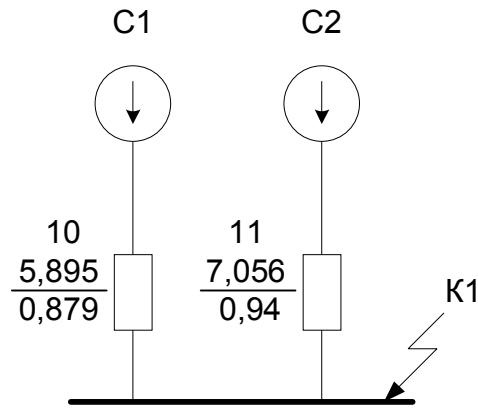


Рис.2.6. Радиальная схема для однофазного КЗ в точке К1

Значения сопротивлений ветвей радиальной схемы следующие:

$$x_{10} = x_8 \cdot x_\Delta \left(\frac{1}{x_8} + \frac{1}{x_9} + \frac{1}{x_\Delta} \right) = x_8 \cdot k_1 = 2,002 \cdot 2,121 \cdot \\ \cdot \left(\frac{1}{2,002} + \frac{1}{2,396} + \frac{1}{2,121} \right) = 2,002 \cdot 2,945 = 5,895;$$

$$r_{10} = r_8 \cdot r_\Delta \left(\frac{1}{r_8} + \frac{1}{r_9} + \frac{1}{r_\Delta} \right) = r_8 \cdot k_2 = 0,374 \cdot 0,261 \cdot \\ \cdot \left(\frac{1}{0,374} + \frac{1}{0,4} + \frac{1}{0,261} \right) = 0,374 \cdot 2,35 = 0,879;$$

$$x_{11} = x_9 \cdot k_1 = 2,396 \cdot 2,945 = 7,056;$$

$$r_{11} = r_9 \cdot k_2 = 0,4 \cdot 2,35 = 0,94.$$

Найдем распределение токов нулевой последовательности по ветвям схемы:

$$U_{0K1} = \sum I_1^{(1)} \cdot X_{0\Sigma K1} = 1,563 \cdot 1,03 = 1,61;$$

$$I_{0C1} = \frac{U_{0K1}}{X_{01} + X_{03}} = \frac{1,61}{0,913 + 3,477} = 0,367 \text{kA};$$

$$I_{0C2} = \frac{U_{0K1}}{X_{02} + X_{04}} = \frac{1,61}{1,77 + 4,119} = 0,273 \text{kA};$$

Результаты расчета представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Однофазное КЗ в точке К2

Точка К2, однофазное КЗ, $U_6 = 115$ кВ, $I_6 = 5,02$ кА								
Ветвь	X_{*6}	$I_1^{(1)}$, кА	r_{*6}	$T_{a\beta}$, с	$I_0^{(1)}$, кА	I , кА	K_y	i_y , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
C1	5,895	0,852	0,879	0,021	0,367	2,071	1,621	4,748
C2	7,056	0,711	0,94	0,024	0,273	1,695	1,659	4,063
$\Sigma I_I^{(I)}$		1,563				3,766		
ΣI		4,69						8,81

Продолжение таблицы 2.3

$\tau = 0,04$ с, $t_{откл} = 0,155$ с								
Ветвь	λ_τ	i_{at} , кА	γ_τ	I_{nti} , кА	$I_{nt(1)}^1$, кА	$\gamma_{откл}$	$I_{поткл}^1$, кА	$I_{n.откл i}$, кА
	10	11	12	13	14	15	16	17
C1	0,149	0,436	1	2,071	0,852	1	2,071	0,852
C2	0,189	0,453	1	1,695	0,711	1	1,695	0,711
$\Sigma I_I^{(I)}$				3,766	1,563		3,766	1,563
ΣI		0,889			4,69			4,69

1.3 Расчет трехфазного КЗ в точке К2.

Используя схему, изображенную на рисунке 2.2, составим схему замещения для расчета трехфазного КЗ в точке К2 (рис.2.7).

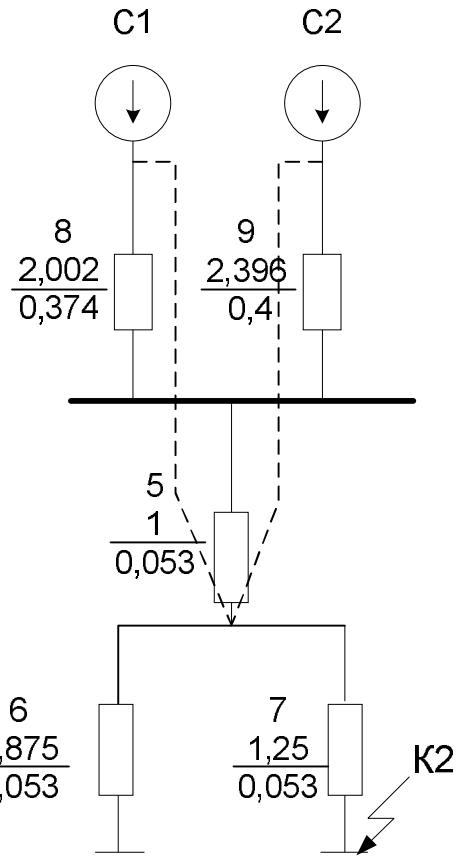


Рис. 2.7. Схема замещения для расчета трехфазного КЗ в точке К2

При этом значения сопротивлений схемы (рис. 2.8) будут следующие:

$$x_{10} = x_8 \cdot x_5 \left(\frac{1}{x_8} + \frac{1}{x_9} + \frac{1}{x_5} \right) = x_8 \cdot k_3 = 2,002 \cdot 1 \cdot \\ \cdot \left(\frac{1}{2,002} + \frac{1}{2,396} + \frac{1}{1} \right) = 2,002 \cdot 1,917 = 3,838;$$

$$r_{10} = r_8 \cdot r_5 \left(\frac{1}{r_8} + \frac{1}{r_9} + \frac{1}{r_5} \right) = r_8 \cdot k_4 = 0,374 \cdot 0,053 \cdot \\ \cdot \left(\frac{1}{0,374} + \frac{1}{0,4} + \frac{1}{0,053} \right) = 0,374 \cdot 1,274 = 0,477;$$

$$x_{11} = x_9 \cdot k_3 = 2,396 \cdot 1,917 = 4,593;$$

$$r_{11} = r_9 \cdot k_4 = 0,4 \cdot 1,274 = 0,51.$$

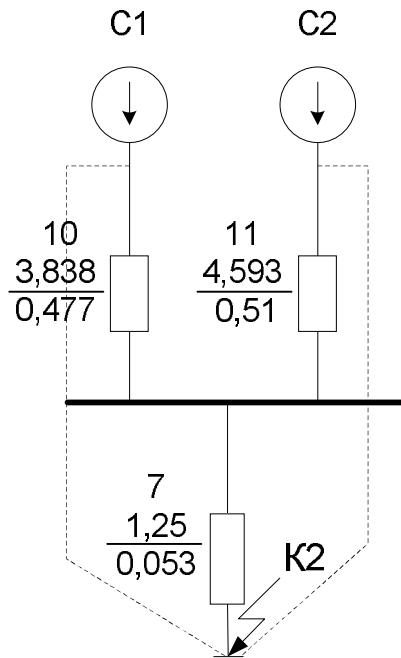


Рис. 2.8 Схема многолучевой звезды для трехфазного КЗ в точке К2

Значения сопротивлений ветвей радиальной схемы следующие:

$$x_{12} = x_{10} \cdot x_7 \left(\frac{1}{x_{10}} + \frac{1}{x_7} + \frac{1}{x_{11}} \right) = x_{10} \cdot k_5 = 3,838 \cdot 1,25 \cdot \left(\frac{1}{3,838} + \frac{1}{4,593} + \frac{1}{1,25} \right) = 3,838 \cdot 1,598 = 6,133;$$

$$r_{12} = r_{10} \cdot r_7 \left(\frac{1}{r_{10}} + \frac{1}{r_7} + \frac{1}{r_{11}} \right) = r_{10} \cdot k_6 = 0,477 \cdot 0,053 \cdot \left(\frac{1}{0,477} + \frac{1}{0,51} + \frac{1}{0,053} \right) = 0,477 \cdot 1,215 = 0,58;$$

$$x_{13} = x_{11} \cdot k_5 = 4,593 \cdot 1,598 = 7,34;$$

$$r_{13} = r_{11} \cdot k_6 = 0,51 \cdot 1,215 = 0,62.$$

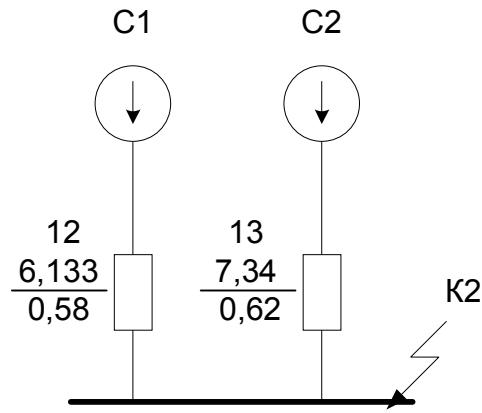


Рис.2.9. Радиальная схема для трехфазного КЗ в точке К2

Расчет и заполнение таблицы производится аналогично расчету трехфазного КЗ в точке К2.

$t_{cb} = 0,05c$ – собственное время отключения выключателя,

$t_{ob} = 0,08c$ – полное время отключения выключателя.

t_{cb} и t_{ob} приняты в соответствии с параметрами принятого к установке выключателя (ВВ/TEL – 10-12,5/1000).

$$\tau = 0,01 + 0,05 = 0,06;$$

$$t_{omkl} = 3,5c; \text{ (принято согласно ПУЭ).}$$

Результаты расчета приведены в таблице 2.4

Таблица 2.4. Трехфазное КЗ в точке К2

Точка К2, трехфазное КЗ, $U_{64} = 10,5 \text{ кВ}$, $I_6 = 54,99 \text{ кA}$						
Ветвь	x_{*6}	I'' , кA	r_{*6}	T_a , с	K_y	i_y , кA
1	2	3	4	5	6	7
C1	6,133	8,966	0,58	0,0337	1,743	22,1
C2	7,34	7,492	0,62	0,0377	1,767	18,722
Σ		16,458				40,823

продолжение таблицы 2.4

$\tau = 0,06 \text{ с}$, $t_{\text{откл}} = 3,5 \text{ с}$						
Ветвь	λ_τ	$i_{a\tau}$, кA	γ_τ	$I_{n\tau i}$, кA	$\gamma_{\text{откл}}$	$I_{n.\text{откл}}$, кA
8	9	10	11	12	13	14
C1	0,169	2,143	1	8,966	1	8,966
C2	0,204	2,157	1	7,492	1	7,492
Σ		4,3		16,458		16,458

1.4 Расчет двухфазного КЗ в точке К2.

Исходной для расчета двухфазного КЗ в точке К3 является таблица расчета трехфазного КЗ в точке К3 (таблица 2.3).

Порядок заполнения таблицы расчета двухфазного КЗ следующий:

- в столбцах T_a записывают соответствующие значения T_{ai} , взятые из таблицы расчета трехфазного КЗ в этой точке;
- X_{*6} - удвоенные значения X_{i*6} , взятые из той же таблицы.

Результаты расчета двухфазного КЗ в К2 приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5. Двухфазное КЗ в точке К2

Точка К2, двухфазное КЗ, $U_{64} = 10,5$ кВ, $I_6 = 54,99$ кА						
Ветвь	x_{*6}	I'' , кА	r_{*6}	T_a , с	K_y	i_y , кА
1	2	3	4	5	6	7
C1	12,266	4,483	-	0,0337	-	-
C2	14,68	3,746	-	0,0377	-	-
Σ		8,229				

продолжение таблицы 2.5

$\tau = 0,06$ с, $t_{откл} = 3,5$ с						
Ветвь	λ_τ	i_{at} , кА	γ_τ	$I_{nt i}$, кА	$\gamma_{откл}$	$I_{n.откл}$, кА
8	9	10	11	12	13	14
C1	-	-	1	4,483	1	4,483
C2	-	-	1	3,746	1	3,746
Σ				8,229		8,229

1.5 Расчет трехфазного КЗ в точке К3.

Используя схему, изображенную на рисунке 2.8, составим схему замещения для расчета трехфазного КЗ в точке К2 (рис.2.10).

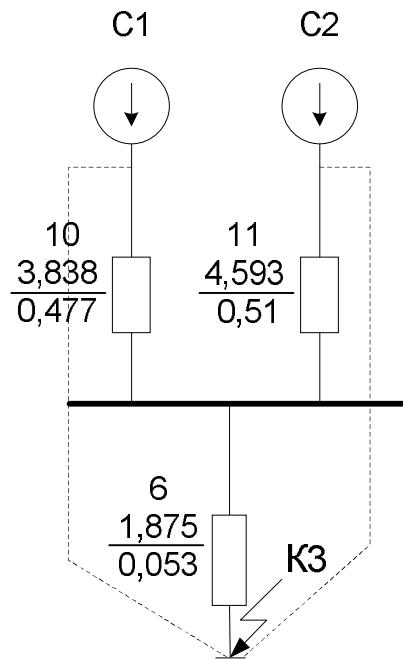


Рис. 2.10 Схема многолучевой звезды для трехфазного КЗ в точке К3

Значения сопротивлений ветвей радиальной схемы следующие:

$$x_{12} = x_{10} \cdot x_6 \left(\frac{1}{x_{10}} + \frac{1}{x_6} + \frac{1}{x_{11}} \right) = x_{10} \cdot k_7 = 3,838 \cdot 1,875 \cdot \\ \cdot \left(\frac{1}{3,838} + \frac{1}{4,593} + \frac{1}{1,875} \right) = 3,838 \cdot 1,897 = 7,28;$$

$$r_{12} = r_{10} \cdot r_6 \left(\frac{1}{r_{10}} + \frac{1}{r_6} + \frac{1}{r_{11}} \right) = r_{10} \cdot k_8 = 0,477 \cdot 0,053 \cdot \\ \cdot \left(\frac{1}{0,477} + \frac{1}{0,51} + \frac{1}{0,053} \right) = 0,477 \cdot 1,215 = 0,58;$$

$$x_{13} = x_{11} \cdot k_7 = 4,593 \cdot 1,875 = 8,612;$$

$$r_{13} = r_{11} \cdot k_6 = 0,51 \cdot 1,215 = 0,62.$$

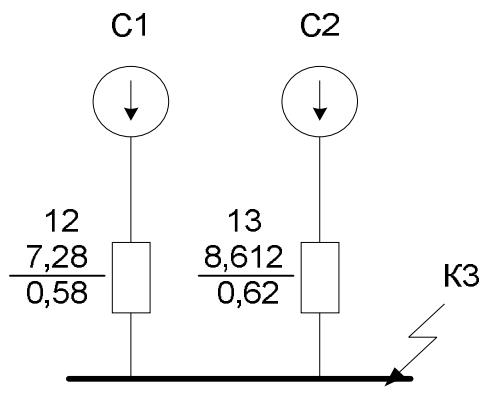


Рис.2.11. Радиальная схема для трехфазного КЗ в точке К3

Расчет и заполнение таблицы производится аналогично расчету трехфазного КЗ в точке К2.

$t_{cb} = 0,06c$ – собственное время отключения выключателя,

$t_{ob} = 0,08c$ – полное время отключения выключателя.

t_{cb} и t_{ob} приняты в соответствии с параметрами принятого к установке выключателя (ВЭЭ-6-40/2000 У3).

$$\tau = 0,01 + 0,06 = 0,07;$$

$$t_{откл} = 3,5c; \text{ (принято согласно ПУЭ).}$$

Результаты расчета приведены в таблице 2.6

Таблица 2.6. Трехфазное КЗ в точке К3

Точка К2, трехфазное КЗ, $U_{64} = 6,3 \text{ кВ}$, $I_6 = 91,643 \text{ кA}$						
Ветвь	$x*6$	I'' , кA	$r*6$	T_a , с	K_y	i_y , кA
1	2	3	4	5	6	7
C1	7,28	12,588	0,58	0,04	1,779	31,67
C2	8,612	10,641	0,62	0,0442	1,798	27,05
Σ		23,229				58,72

продолжение таблицы 2.6

$\tau = 0,07 \text{ с}, \quad t_{\text{откл}} = 3,5 \text{ с}$						
Ветвь	λ_τ	$i_{a\tau} \text{ , кA}$	γ_τ	$I_{n\tau i} \text{ , кA}$	$\gamma_{\text{откл}}$	$I_{n.\text{откл}} \text{ , кA}$
8	9	10	11	12	13	14
C1	0,174	3,098	1	12,588	1	12,588
C2	0,205	3,088	1	10,641	1	10,641
Σ		6,186		23,229		23,229

1.6 Расчет двухфазного КЗ в точке К2.

Исходной для расчета двухфазного КЗ в точке К3 является таблица расчета трехфазного КЗ в точке К3 (таблица 2.5).

Порядок заполнения таблицы расчета двухфазного КЗ следующий:

— в столбцах T_a записывают соответствующие значения T_{ai} , взятые из таблицы расчета трехфазного КЗ в этой точке;

Результаты расчета двухфазного КЗ в точке К2 приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7. Двухфазное КЗ в точке К3

Точка К2, двухфазное КЗ, $U_{64} = 6,3 \text{ кВ}$, $I_6 = 91,643 \text{ кА}$						
Ветвь	x_{*6}	I'' , кА	r_{*6}	T_a , с	K_y	i_y , кА
1	2	3	4	5	6	7
C1	14,56	6,294	-	0,04	-	-
C2	17,224	5,321	-	0,0442	-	-
Σ		11,615				

продолжение таблицы 2.7

$\tau = 0,07 \text{ с}$, $t_{\text{откл}} = 3,5 \text{ с}$						
Ветвь	λ_τ	$i_{a\tau}$, кА	γ_τ	$I_{n\tau i}$, кА	$\gamma_{\text{откл}}$	$I_{n.\text{откл}}$, кА
8	9	10	11	12	13	14
C1	-	-	1	6,294	1	6,294
C2	-	-	1	5,321	1	5,321
Σ				11,615		11,615

Расчет и проверка токов произведется с помощью программы ТКЗ 3000

Комплекс позволяет рассчитывать электрические величины в трехфазной симметричной сети любого напряжения при однократной продольной или поперечной несимметрии и уставки защит от замыканий на землю.

Предельные возможности комплекса:

- Объём сети до 3000 узлов и 7500 ветвей
- Общее число индуктивно связанных ветвей 2500.
- Количество ветвей в одной группе индуктивно связанных ветвей 20.

Результаты ручного расчета токов короткого замыкания (ТКЗ) и результатов расчета на ЭВМ представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8. Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка	Вид КЗ	ТКЗ (ручной расчет), кА	ТКЗ (расчет на ЭВМ), кА	Погрешность, %
K1	однофазное	4,69	4,646	0,94
	трехфазное	4,585	4,531	0,69
K2	двухфазное	8,229	8,197	0,39
	трехфазное	16,458	16,395	0,38
K3	двухфазное	11,615	11,552	0,54
	трехфазное	23,043	23,229	0,8

1.7 Выбор и проверка электрических аппаратов.

Выбор и проверка выключателей.

Выбор выключателей осуществляется по следующим условиям:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}Q} \geq U_{\text{номРУ}};$$

- по номинальному току:

$$I_{\text{ном}Q} \geq I_{\text{раб.форс.прис.}}.$$

Выбранные выключатели подвергают следующим проверкам:

- на отключающую способность:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{at};$$

где $I_{\text{ном.откл.}}$ — номинальный ток отключения, кА;

$\beta_{\text{ном}}$ — нормированное содержание апериодической составляющей, %;

I_{nt} — периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА;

i_{at} — апериодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА;

- на термическую стойкость:

$$B_{k \text{ don}} \geq B_{k \text{ расч}};$$

где $B_{k \text{ don}}$ – допустимый тепловой импульс тока КЗ, $\kappa A^2 \cdot c$;

$B_{k \text{ расч}}$ – расчетный тепловой импульс, $\kappa A^2 \cdot c$;

$$B_{k \text{ don}} = I_{mc}^2 \cdot t_{mc};$$

где I_{mc} – ток термической стойкости, кА;

t_{mc} – время термической стойкости, с;

$$B_{k \text{ расч}} = B_{kn} + B_{ka};$$

где B_{kn} – тепловой импульс периодической составляющей тока КЗ,

$$\kappa A^2 \cdot c;$$

B_{ka} – тепловой импульс апериодической составляющей тока КЗ,

$$\kappa A^2 \cdot c;$$

$$B_{kn} = \left(\frac{I'' + I_{n\tau}}{2} \right)^2 \cdot \tau + \left(\frac{I_{n\tau} + I_{n \text{ откл}}}{2} \right)^2 \cdot (t_{откл} - \tau);$$

где I'' – сверхпереходное значение тока КЗ, кА;

$I_{n \text{ откл}}$ – значение периодической составляющей тока КЗ в момент погасания дуги в выключателе, кА;

τ – момент времени расхождения контактов выключателя, с;

$t_{откл}$ – максимальное время существования КЗ, с;

$$B_{ka} = (I'')^2 \cdot T_a;$$

где T_a – постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ,

— на динамическую стойкость:

$$i_{nc} \geq i_y;$$

где i_{nc} – наибольший пик предельного сквозного тока, кА;

i_y – ударный ток короткого замыкания, кА;

$$I_{nc} \geq I'';$$

где I_{nc} – начальное действующее значение предельного сквозного тока, кА.

— на включающую способность:

$$i_{nom.b} \geq i_y;$$

где $i_{nom.b}$ – наибольший пик номинального тока включения, кА;

$$I_{nom.b} \geq I'';$$

где $I_{nom.b}$ – начальное действующее значение номинального тока включения, кА.

— по скорости восстановливающегося напряжения:

$$CBH_{don} \geq CBH_{pacu};$$

где CBH_{don} и CBH_{pacu} – допустимая и расчетная скорости восстановливающегося напряжения, $\frac{\kappa B}{мкс}$;

$$CBH_{расч} = k \cdot \frac{I_{nt}^2}{n_{ocm} \cdot I_{ном.откл}};$$

где n_{ocm} – число линий данного РУ, оставшихся в работе после отключения выключателя;

k – коэффициент, зависящий от количества проводов в фазе (при одном проводе равен 0,2).

В зависимости от вида проверки выбирается тот или иной вид КЗ:

- для проверки на динамическую стойкость – расчетным является ток трехфазного КЗ;
- для проверки на термическую стойкость – ток двухфазного или трехфазного КЗ для генераторных цепей, и трехфазного – для всех остальных;
- для проверок на включающую и отключающую способность, а также по скорости восстанавливающегося напряжения расчетным принимается тот вид КЗ, ток которого наибольший.

1.7.1 Выбор и проверка аппаратов в ОРУ 110 кВ

Выбор выключателей

Определим токи рабочего форсированного режима:

- рабочий форсированный ток линий:

$$I_{раб.форс.л} = \frac{P_{пред.авар.}}{\sqrt{3} \cdot U_{нРУ} \cdot \cos \varphi_H} = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 0,4 \text{ кA},$$

где $\cos \varphi_H$ – коэффициент мощности нагрузки

В качестве выключателя в ОРУ 110 кВ примем элегазовый выключатель типа **ВГТ-110 П* 40/1000 У1** со следующими параметрами:

Таблица 3.1. Параметры выключателя

Номинальное напряжение U_{hQ}	110 кВ
Наибольшее рабочее напряжение U_{max}	126 кВ
Номинальный ток I_{hQ}	1000 А
Номинальный ток отключения I_{ho}	40 кА
Допустимая скорость восстановливающегося напряжения	1 кВ/мкс
Наибольший пик предельного сквозного тока i_{nc}	102 кА
Действующее значение сквозного тока I_{nc}	40 кА
Наибольший пик номинального тока включения i_{hb}	102 кА
Действующее значение номинального тока включения I_{hb}	40 кА
Нормированное процентное содержание апериодической составляющей $\beta_h \%$	45
Время термической стойкости t_{tc}	2 с
Время отключения t_{bo}	0,055 с
Собственное время отключения t_{cb}	0,03 с

Проверка выключателя на отключающую способность. В качестве расчетного для этой проверки примем ток однофазного КЗ, т.к. он больше трехфазного. Для этого вида КЗ необходимо знать периодическую $I_{nt\Sigma}$ и апериодическую $i_{at\Sigma}$ составляющие тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя τ .

$$\tau = t_{p3 \text{ min}} + t_{cb} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с};$$

Согласно табл.2.1 $I_{nt\Sigma} = 4,585$, $i_{at\Sigma} = 3,57$ кА.

Сравним эти токи с соответствующими параметрами выключателя:

$$\sqrt{2} \cdot I_{ho} \cdot \left(\frac{\beta_{\text{н}} \%}{100} + 1 \right) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 1,45 > \sqrt{2} \cdot I_{nt\Sigma} + i_{at\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 4,585 + 3,57;$$

$$82,02 > 10,05,$$

т.е. выполняется условие проверки по полному току КЗ.

Проверка выключателя на термическую стойкость. В качестве расчетного для этой проверки принимают трехфазное КЗ (табл.2.1). Допустимый тепловой импульс, определяемый по параметрам выключателя, $B_{\kappa don} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ kA}^2 \cdot c$.

Тепловой импульс периодической составляющей тока КЗ

$$B_{kn} = \left(\frac{I_{\Sigma}'' + I_{nt\Sigma}}{2} \right)^2 \cdot \tau + \left(\frac{I_{nompkl} + I_{nt\Sigma}}{2} \right)^2 \cdot (t_{откл} - \tau) =$$

$$= \left(\frac{4,585 + 4,585}{2} \right)^2 \cdot 0,04 + \left(\frac{4,585 + 4,585}{2} \right)^2 \cdot (0,155 - 0,04) = 0,81 \text{ kA}^2 \cdot c.$$

$$t_{nompkl} = t_{p3 \text{ max}} + t_{O\vartheta} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ c},$$

Тепловой импульс апериодической составляющей тока КЗ

$$B_{ka} = (I_{\Sigma}'')^2 \cdot T_{a\vartheta} = 4,585^2 \cdot 0,0168 = 0,353 \text{ kA}^2 \cdot c,$$

где $T_{a\vartheta} = \left(\sum_1^n I'' \cdot T_{ai} \right) / \left(\sum_1^n I_i'' \right) = 0,0168 \text{ c}$ – эквивалентная апериодическая составляющая всех ветвей, питающих точку КЗ.

Учитывая, что $B_{\kappa pacu} = B_{kn} + B_{ka}$ выполним проверку на термическую стойкость:

$$B_{\kappa don} = 3200 > B_{\kappa pacu} = 0,81 + 0,353 = 1,163 \text{ kA}^2 \cdot c,$$

т.о. условие проверки на термическую стойкость выполнено.

Проверка выключателя на динамическую стойкость. Расчет производится при трехфазном КЗ (табл.2.1):

$$i_{nc} = 102 \text{ kA} > i_{y\Sigma} = \sum_1^n i_{yi} = 10,05 \text{ kA};$$

$$I_{nc} = 40 \text{ kA} > I''_{\Sigma} = 4,585 \text{ kA},$$

т.е. условия проверки выполнены.

Проверка на включающую способность. Расчет производится при однофазном КЗ (табл.2.2):

$$I_{h6} = 40 \text{ kA} > I''_{\Sigma} = 4,69 \text{ kA};$$

$$i_{h6} = 102 \text{ kA} > i_{y\Sigma} = 8,81 \text{ kA}.$$

Параметры выключателя и соответствующие расчетные величины сведем в табл.3.2

Таблица 3.2. Сравнение параметров выключателя и расчетных данных

Параметры выключателя	Соотношение	Расчетные величины для выбора выключателя
$U_h = 110 \text{ kV}$	=	$U_{hPY} = 110 \text{ kV}$
$I_h = 1000 \text{ A}$	>	$I_{раб.форс} = 400 \text{ A}$
$I_{ho} = 40 \text{ kA}$	>	$I_{nt\Sigma} = 4,585 \text{ kA}$
$\sqrt{2}I_{HO}(1+\beta_H) = 82,02 \text{ kA}$	>	$\sqrt{2} \cdot I_{nt\Sigma} + i_{at} = 10,05 \text{ kA}$
$I_{TC}^2 \cdot t_{TC} = 3600 \text{ kA}^2 \cdot c$	>	$B_{k_расч} = 1,163 \text{ kA}^2 \cdot c$
$I_{nc} = 40 \text{ kA}$	>	$I''^{(3)}_{\Sigma} = 4,585 \text{ kA}$
$i_{nc} = 102 \text{ kA}$	>	$i^{(3)}_{y\Sigma} = 10,05 \text{ kA}$
$I_{h6} = 40 \text{ kA}$	>	$I''^{(1)}_{\Sigma} = 4,69 \text{ kA}$
$i_{h6} = 102 \text{ kA}$	>	$i^{(1)}_{y\Sigma} = 8,81 \text{ kA}$

Выбор и проверка разъединителей.

Выбираем разъединитель наружной установки типа РНДЗ-110/1000У1 Его номинальные параметры, расчетные величины в его цепи и соотношения между ними приведем в табл.3.3.

Соотношения табличных и расчетных параметров показывают, что выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям выбора и проверки в данной цепи.

Таблица 3.3. Параметры разъединителя

Параметры разъединителя	Соотношение	Расчетные величины для выбора разъединителя
$U_h = 110 \text{ кВ}$	=	$U_{hPY} = 110 \text{ кВ}$
$I_h = 1000 \text{ А}$	>	$I_{раб.форс} = 400 \text{ А}$
$i_{nc} = 100 \text{ кА}$	>	$i_{y\Sigma} = 10,05 \text{ кА}$
$B_{\kappa \text{don}} = I_{mc}^2 \cdot t_{mc} = 3600 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{\kappa \text{расч}} = 1,163 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Выбор и проверка трансформаторов тока.

Примем к установке трансформаторы тока (ТТ) типа ТРГ-110/1000 с первичным номинальным током $I_{I_h} = 1000 \text{ А}$, вторичным номинальным током $I_{2h} = 5 \text{ А}$, с классом точности вторичных обмоток 02/5P/5P, с номинальной вторичной нагрузкой в классе 0,2 $z_{2h} = 0,8 \Omega$.

Номинальные параметры трансформатора, расчетные величины в его цепи и соотношения между ними сведем в табл.3.4.

Таблица 3.4. Параметры трансформатора тока

Параметры ТТ	Соотношение	Расчетные величины для выбора ТТ
$U_h = 110 \text{ кВ}$	=	$U_{hPY} = 110 \text{ кВ}$
$I_h = 1000 \text{ А}$	>	$I_{раб.форс} = 400 \text{ А}$
$z_{2h} = 0,8 \text{ Ом}$	>	$z_{2расч} = 0,772 \text{ Ом}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	>	$i_{y\Sigma} = 10,05 \text{ кА}$
$B_{\kappa don} = I_{mc}^2 \cdot t_{mc} = 3600 \text{ кА}^2 \cdot с$	>	$B_{Kрасч} = 1,163 \text{ кА}^2 \cdot с$

Таким образом, выбранный трансформатор удовлетворяет условиям выбора и проверки в данной цепи.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2h}^2} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом},$$

$$q_{\kappa don} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 150}{0,9} = 5,5 \text{ мм}^2,$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{\kappa} = 1,2 - 0,2 - 0,1 = 0,9 \text{ Ом},$$

Таблица 3.5. Выбор приборов подключенных к ТТ

№	Прибор	Тип прибора	Нагрузка фазы, В·А		
			A	B	C
1	Амперметр	Э-335	0,5	-	-
2	Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
4	Счетчик активной энергии	СА3-4681	2,5	2,5	-
5	Счетчик реактивной энергии	СР4-4676	-	2,5	2,5
	$S_{np}, B \cdot A$		4	5	3,5

Примем к установке кабель АКВВГ с алюминиевыми жилами сечением 6 мм^2 . Определим сопротивление выбранного кабеля:

$$r_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,472 \text{ Ом}$$

Определим вторичное расчетное сопротивление:

$$Z_{2\text{расч}} = r_{\text{каб}} + r_{\text{приб}} + r_k = 0,472 + 0,2 + 0,1 = 0,772 \text{ Ом}$$

Из сравнения $Z_{2\text{нар}} = 0,8 \text{ Ом} > Z_{2\text{расч}} = 0,772 \text{ Ом}$ видно, что условие проверки по классу точности выполняется.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Определим набор приборов для каждой группы присоединений и произведем подсчет мощности по активной и реактивной составляющим.

Таблица 3.6. Выбор приборов подключенных к ТН

№	Место установки и перечень приборов	Тип	S_H ом, В А	Число обмоток	$\cos \phi$	$\sin \phi$	Общее число приборов	P , Вт	Q , Вар
1	Сборные шины	3							
	Вольтметр	Э-378	2	1	1	0	1	2	-
	Вольтметр	И-393	10	1	1	0	1	10	-
	Ваттметр регистр.	И-395	10	1	1	0	1	10	-
	Частотометр	И-	7	1	1	0	1	7	-

	мер регистр.	397							
	Осцилло граф		10	1	1	0	1	10	-
2	Обходно й выключча т.	1							
	Ваттмет р	Д- 365	2	2	1	0	1	4	-
	Варметр	Д- 365	2	2	1	0	1	4	-
	Счетчик акт. энергии	ЦЭ6 805	2	2	0, 38	0,9 25	1	1,5 2	3, 7
	Счетчик реактивн ой энергии	ЦЭ6 811	2	2	0, 38	0,9 25	1	1,5 2	3, 7
	ФИП		3	1	1	0	1	3	-
	Итого							53, 04	7, 4

Полная суммарная потребляемая мощность:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} = \sqrt{53,04^2 + 7,4^2} = 53,55 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Примем к установке три однофазных трехобмоточных трансформатора напряжения типа НКФ-110-58У1 с номинальной мощностью в классе 0,5

$$S_{2H} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

$3 \cdot S_{2H} = 1200 \text{ В}\cdot\text{А} > S_{2\Sigma} = 53,55 \text{ В}\cdot\text{А}$, т.е. условие проверки по классу точности выполняется.

Выбираем контрольный кабель для связи ТН до релейного щита (длина кабеля 100 м) и от ввода основного кабеля на релейном щите до измерительных приборов, установленных на ЦЩУ (длина кабеля 120 м).

$$I_H = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{2\Sigma}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 53,55}{100} = 0,928 \text{ A};$$

$$r_{np.\text{макс}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot I_H} = \frac{0,5}{\sqrt{3} \cdot 0,928} = 0,311 \text{ Om};$$

$$q = \frac{l}{\gamma \cdot r_{np.\text{макс}}} = \frac{100}{53 \cdot 0,311} = 6,06 \text{ mm}^2.$$

Выбираем кабель $3 \times 30 + 1 \times 25 \text{ mm}^2$.

Действительное сопротивление его жил

$$r_{np} = \frac{100}{53 \cdot 30} = 0,094 \text{ Om};$$

$$r_{o,np} = \frac{100}{53 \cdot 25} = 0,113 \text{ Om}.$$

Полное действительное сопротивление жил кабелей в фазе от ТН до релейного щита

$$r_{np} = 0,094 + 0,0236 = 0,1176 \text{ Om}.$$

Сопротивление кабеля питающего по трем фазам измерительные приборы на ЦЩУ

$$r_{np.\text{приб}} = \frac{(1,5 - 3S_{\text{HTH}} \cdot R_{\text{осн.каб}} / 100) \cdot 100}{3 \cdot S_{\text{приб}}} = \frac{(1,5 - 3 \cdot 400 \cdot 0,1176 / 100)}{3 \cdot 172,3} = 0,017 \text{ Om} > 0,$$

т.е. обеспечивается $\Delta U_{\text{доп}} = 1,5 \text{ В}$.

1.7.2 Выбор и проверка аппаратов в КРУ 10 кВ

Выбор выключателей

Определим токи рабочего форсированного режима:

- рабочий форсированный ток низкой стороны трансформатора:

$$I_{раб.форс.mp} = \frac{S_{HH.mp.}}{\sqrt{3} \cdot U_{нРУ}} = \frac{0,7 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,62 \text{ кА},$$

В качестве выключателя в КРУ 10 кВ примем вакуумный выключатель типа ВБЭС-10-31,5/2000 УХЛ2 со следующими параметрами:

Таблица 3.7. Параметры выключателя

Номинальное напряжение $U_{нQ}$	10 кВ
Наибольшее рабочее напряжение U_{max}	12 кВ
Номинальный ток $I_{нQ}$	2000 А
Номинальный ток отключения $I_{но}$	31,5 кА
Наибольший пик предельного сквозного тока i_{nc}	80 кА
Действующее значение сквозного тока I_{nc}	31,5 кА
Наибольший пик номинального тока включения i_{hb}	80 кА
Действующее значение номинального тока включения I_{hb}	31,5 кА
Ток термической стойкости I_{tc}	31,5 кА
Время термической стойкости t_{tc}	3 с
Время отключения t_{bo}	0,055 с
Собственное время отключения t_{cb}	0,045 с
Содержание апериодической составляющей $\beta \%$	40

Проверка выключателя на отключающую способность.

$$\tau = t_{p3 \text{ min}} + t_{CB} = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с};$$

Согласно табл.2.3 $I_{nt\Sigma} = 16,458$, $i_{at\Sigma} = 4,3 \text{ кА}$.

Сравним эти токи с соответствующими параметрами выключателя:

$$\sqrt{2} \cdot I_{ho} \cdot \left(\frac{\beta_h \%}{100} + 1 \right) = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 1,4 > \sqrt{2} \cdot I_{nt\Sigma} + i_{at\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 16,458 + 4,3; \\ 62,4 > 27,58,$$

т.е. выполняется условие проверки по полному току КЗ.

Проверка выключателя на термическую стойкость. В качестве расчетного для этой проверки принимают трехфазное КЗ (табл.2.3). Необходимо проверить выполнение условия $B_{\kappa don} \geq B_{\kappa calc}$. Допустимый тепловой импульс, определяемый по параметрам выключателя, $B_{\kappa don} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$.

Тепловой импульс периодической составляющей тока КЗ

$$B_{kn} = \left(\frac{I_{\Sigma}'' + I_{nt\Sigma}}{2} \right)^2 \cdot \tau + \left(\frac{I_{nomkl} + I_{nt\Sigma}}{2} \right)^2 \cdot (t_{откл} - \tau) = \\ = \left(\frac{16,458 + 16,458}{2} \right)^2 \cdot 0,055 + \left(\frac{16,458 + 16,458}{2} \right)^2 \cdot (0,155 - 0,055) = 10,5 \text{ кA}^2 \cdot \text{с},$$

где I_{Σ}'' , $I_{nt\Sigma}$, I_{nomkl} – суммарные токи трехфазного КЗ (табл.2.5),

$$t_{nomkl} = t_{p3 \text{ max}} + t_{OB} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с},$$

$t_{P3 \text{ max}} = 0,1 \text{ с}$ – время действия резервных релейных защит.

Тепловой импульс апериодической составляющей тока КЗ

$$B_{ka} = (I_{\Sigma}'')^2 \cdot T_{a\omega} = 16,458^2 \cdot 0,0419 = 11,35 \text{ кA}^2 \cdot \text{с},$$

$$\text{где } T_{a\omega} = \left(\sum_1^n I'' \cdot T_{ai} \right) / \left(\sum_1^n I_i'' \right) = 0,0419 \text{ с} \text{ – эквивалентная}$$

апериодическая составляющая всех ветвей, питающих точку КЗ.

Учитывая, что $B_{\kappa \text{расч}} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a}$ выполним проверку на термическую стойкость:

$$B_{\kappa \text{don}} = 2977 > B_{\kappa \text{расч}} = 10,5 + 11,35 = 21,85 \text{ kA}^2 \cdot c,$$

т.о. условие проверки на термическую стойкость выполнено.

Проверка выключателя на динамическую стойкость. Расчет производится при трехфазном КЗ (табл.2.3):

$$i_{nc} = 80 \text{ kA} > i_{y\Sigma} = \sum_1^n i_{y_i} = 40,823 \text{ kA};$$

$$I_{nc} = 31,5 \text{ kA} > I''_{\Sigma} = 16,458 \text{ kA},$$

т.е. условия проверки выполнены.

Проверка на включающую способность. Расчет производится при трехфазном КЗ (табл.2.3):

$$I_{n6} = 31,5 \text{ kA} > I''_{\Sigma} = 16,458 \text{ kA};$$

$$i_{n6} = 80 \text{ kA} > i_{y\Sigma} = 40,823 \text{ kA}.$$

Параметры выключателя сведем в табл.3.14

Таблица 3.8. Сравнение параметров выключателя и расчетных данных

Параметры выключателя	Соотношение	Расчетные величины для выбора выключателя
$U_h = 10 \text{ kB}$	=	$U_{hPY} = 10 \text{ kB}$
$I_h = 2000 \text{ A}$	>	$I_{раб.форс} = 1620 \text{ A}$
$I_{ho} = 31,5 \text{ kA}$	>	$I_{nt\Sigma} = 16,458 \text{ kA}$
$\sqrt{2}I_{HO}(1+\beta_H) = 62,4 \text{ kA}$	>	$\sqrt{2} \cdot I_{nt\Sigma} + i_{at} = 27,58 \text{ kA}$
$I_{TC}^2 \cdot t_{TC} = 2977 \text{ kA}^2 \cdot c$	>	$B_{\kappa \text{расч}} = 21,85 \text{ kA}^2 \cdot c$
$I_{nc} = 31,5 \text{ kA}$	>	$I''_{\Sigma} = 16,458 \text{ kA}$
$i_{nc} = 80 \text{ kA}$	>	$i_{y\Sigma}^{(3)} = 40,823 \text{ kA}$
$I_{n6} = 31,5 \text{ kA}$	>	$I''_{\Sigma}^{(3)} = 16,458 \text{ kA}$
$i_{n6} = 80 \text{ kA}$	>	$i_{y\Sigma}^{(3)} = 40,823 \text{ kA}$

Выбор и проверка трансформаторов тока.

Примем к установке трансформаторы тока (ТТ) типа ТОЛ-СЭЩ-10 с первичным номинальным током $I_{1H} = 2000 A$, вторичным номинальным током $I_{2H} = 5 A$, с классом точности вторичных обмоток 0,5S/0,5/5P, с номинальной вторичной нагрузкой в классе 0,5 $z_{2H} = 2 \Omega$.

Номинальные параметры трансформатора, расчетные величины в его цепи и соотношения между ними сведем в табл.3.9.

Таблица 3.9. Параметры трансформатора тока

Параметры ТТ	Соотношение	Расчетные величины для выбора ТТ
$U_H = 10 \text{ kV}$	=	$U_{HPY} = 10 \text{ kV}$
$I_H = 2000 A$	>	$I_{раб.форс} = 1620 A$
$z_{2H} = 2 \Omega$	>	$z_{2расч} = 1,2 \Omega$
$i_{дин} = 100 \text{ kA}$	>	$i_{y\Sigma} = 40,823 \text{kA}$
$B_{\kappa don} = I_{mc}^2 \cdot t_{mc} = 2977 \text{ kA}^2 \cdot c$	>	$B_{Kрасч} = 21,85 \text{kA}^2 \cdot c$

Результаты сведем в табл.3.10, а на ее основе определим

$$r_{нриб} = \frac{S_{нриб}}{I_{2H}^2} = \frac{5}{4^2} = 0,16 \Omega, \quad$$

$$q_{\kappa don} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,94} = 1,5 \text{ mm}^2,$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{нриб} - r_{\kappa} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \Omega,$$

Таблица 3.10. Выбор приборов подключенных к ТТ

№	Прибор	Тип прибора	Нагрузка фазы, В·А		
			A	B	C
1	Амперметр	Э-335	0,5	—	—
2	Ваттметр	Д-335	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	—	0,5
4	Счетчик активной энергии	СА3-4681	2,5	2,5	—
	$S_{np}, B \cdot A$		4	2,5	1

Примем к установке кабель КВВГ с медными жилами сечением 1,5 мм².

Определим сопротивление выбранного кабеля:

$$r_{каб} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 50}{1,5} = 0,94 \text{ Ом}$$

Определим вторичное расчетное сопротивление:

$$Z_{2расч} = r_{каб} + r_{приб} + r_{\kappa} = 0,94 + 0,16 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом}$$

Из сравнения $Z_{2нар} = 2 \text{ Ом} > Z_{2расч} = 1,2 \text{ Ом}$ видно, что условие проверки по классу точности выполняется.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Таблица 3.11. Выбор приборов подключенных к ТН

№	Место установки и перечень приборов	Тип	S _н ом, В А	Число обмоток	cos φ	sin φ	Общее число приборов	P , Вт	Q , В ар
1	Сборные шины								
	Вольтметр	Э-378	2	1	1	0	1	2	-
	Вольтметр Регистр	И-393	10	1	1	0	1	10	-
	Ваттметр Регистр	И-395	10	1	1	0	1	10	-
	Частотомер Регистр	И-397	7	1	1	0	1	7	-
	Счетчик активной энергии	ЦЭ6 805	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7

	Счетчи к реактив ной энергии	ЦЭ6 811	2	2	0, 38	0,9 25	1	1,5 2	3, 7
	Итого							32, 04	7, 4

Полная суммарная потребляемая мощность:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} = \sqrt{32,04^2 + 7,4^2} = 32,88 \text{ B}\cdot\text{A}.$$

Примем к установке трехфазный трансформатор напряжения типа НАМИ–10–УХЛ1 с номинальной мощностью в классе 0,5 $S_{2H} = 200 \text{ B}\cdot\text{A}$.

$S_{2H} = 200 \text{ B}\cdot\text{A} > S_{2\Sigma} = 32,88 \text{ B}\cdot\text{A}$, т.е. условие проверки по классу точности выполняется.

1.7.3 Выбор и проверка аппаратов в КРУ 6 кВ

Выбор выключателей

Определим токи рабочего форсированного режима:

— рабочий форсированный ток низкой стороны трансформатора:

$$I_{раб.форс.mp.} = \frac{S_{HH.mp.}}{\sqrt{3} \cdot U_{nPY}} = \frac{0,7 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2,69 \text{ kA},$$

В качестве выключателя в КРУ 6 кВ примем вакуумный выключатель типа **ВР6В** со следующими параметрами:

Таблица 3.12. Параметры выключателя

Номинальное напряжение U_{hQ}	6 кВ
Наибольшее рабочее напряжение U_{max}	7,2 кВ
Номинальный ток I_{hQ}	3150 А
Номинальный ток отключения I_{ho}	40 кА
Наибольший пик предельного сквозного тока i_{nc}	128 кА
Действующее значение сквозного тока I_{nc}	40 кА
Наибольший пик номинального тока включения i_{hb}	128 кА
Действующее значение номинального тока включения I_{hb}	40 кА
Ток термической стойкости I_{tc}	40 кА
Время термической стойкости t_{tc}	3 с
Время отключения t_{bo}	0,065 с
Собственное время отключения t_{cb}	0,045 с
Содержание апериодической составляющей $\beta \%$	40

Проверка выключателя на отключающую способность.

$$\tau = t_{p3 \text{ min}} + t_{cb} = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с};$$

Согласно табл.2.5 $I_{nt\Sigma} = 23,229$, $i_{at\Sigma} = 6,186$ кА.

Сравним эти токи с соответствующими параметрами выключателя:

$$\sqrt{2} \cdot I_{ho} \cdot \left(\frac{\beta_h \%}{100} + 1 \right) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 1,4 > \sqrt{2} \cdot I_{nt\Sigma} + i_{at\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 23,229 + 6,186;$$

$$79,2 > 39,04,$$

т.е. выполняется условие проверки по полному току КЗ.

Проверка выключателя на термическую стойкость. В качестве расчетного для этой проверки принимают трехфазное КЗ (табл.2.5). Необходимо проверить выполнение условия $B_{\kappa don} \geq B_{\kappa calc}$. Допустимый тепловой импульс, определяемый по параметрам выключателя,
 $B_{\kappa don} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ kA}^2 \cdot c$.

Тепловой импульс периодической составляющей тока КЗ

$$B_{kn} = \left(\frac{I''_{\Sigma} + I_{n\tau\Sigma}}{2} \right)^2 \cdot \tau + \left(\frac{I_{nomkl} + I_{n\tau\Sigma}}{2} \right)^2 \cdot (t_{откл} - \tau) = \\ = \left(\frac{23,229 + 23,229}{2} \right)^2 \cdot 0,055 + \left(\frac{23,229 + 23,229}{2} \right)^2 \cdot (0,165 - 0,055) = 22,27 \text{ kA}^2 \cdot c,$$

где I''_{Σ} , $I_{n\tau\Sigma}$, I_{nomkl} – суммарные токи трехфазного КЗ (табл.2.5),

$$t_{nomkl} = t_{P3 \ max} + t_{OB} = 0,1 + 0,065 = 0,165 \text{ с},$$

$t_{P3 \ max} = 0,1$ с – время действия резервных релейных защит.

Тепловой импульс апериодической составляющей тока КЗ

$$B_{ka} = (I''_{\Sigma})^2 \cdot T_{a\omega} = 23,229^2 \cdot 0,042 = 22,66 \text{ kA}^2 \cdot c,$$

где $T_{a\omega} = \left(\sum_1^n I'' \cdot T_{ai} \right) / \left(\sum_1^n I''_i \right) = 0,042 \text{ с}$ – эквивалентная

апериодическая составляющая всех ветвей, питающих точку КЗ.

Учитывая, что $B_{\kappa calc} = B_{kn} + B_{ka}$ выполним проверку на термическую стойкость:

$$B_{\kappa don} = 4800 > B_{\kappa calc} = 22,27 + 22,66 = 44,93 \text{ kA}^2 \cdot c,$$

т.о. условие проверки на термическую стойкость выполнено.

Проверка выключателя на динамическую стойкость. Расчет производится при трехфазном КЗ (табл.2.5):

$$i_{nc} = 102 \text{ kA} > i_{y\Sigma} = \sum_1^n i_{yi} = 58,72 \text{ kA};$$

$$I_{nc} = 40 \text{ kA} > I''_{\Sigma} = 23,229 \text{ kA},$$

т.е. условия проверки выполнены.

Проверка на включающую способность. Расчет производится при трехфазном КЗ (табл.2.5):

$$I_{h6} = 40 \text{ kA} > I''_{\Sigma} = 23,229 \text{ kA};$$

$$i_{h6} = 102 \text{ kA} > i_{y\Sigma} = 58,72 \text{ kA}.$$

Параметры выключателя и соответствующие расчетные величины сведем в табл.3.8

Таблица 3.13. Сравнение параметров выключателя и расчетных данных

Параметры выключателя	Соотношение	Расчетные величины для выбора выключателя
$U_h = 6 \text{ kB}$	=	$U_{HPY} = 6 \text{ kB}$
$I_h = 3150 \text{ A}$	>	$I_{раб.форс} = 2690 \text{ A}$
$I_{ho} = 40 \text{ kA}$	>	$I_{nt\Sigma} = 23,229 \text{ kA}$
$\sqrt{2}I_{HO}(1+\beta_H) = 79,2 \text{ kA}$	>	$\sqrt{2} \cdot I_{nt\Sigma} + i_{at} = 39,04 \text{ kA}$
$I_{TC}^2 \cdot t_{TC} = 4800 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{kрасч} = 44,93 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$
$I_{hc} = 40 \text{ kA}$	>	$I''^{(3)}_{\Sigma} = 23,229 \text{ kA}$
$i_{nc} = 128 \text{ kA}$	>	$i_{y\Sigma}^{(3)} = 58,72 \text{ kA}$
$I_{h6} = 40 \text{ kA}$	>	$I''^{(3)}_{\Sigma} = 23,229 \text{ kA}$
$i_{h6} = 128 \text{ kA}$	>	$i_{y\Sigma}^{(3)} = 58,72 \text{ kA}$

Выбор и проверка трансформаторов тока.

Примем к установке трансформаторы тока (ТТ) типа ТПШЛ-6-3000/5 с первичным номинальным током $I_{1H} = 3000 \text{ A}$, вторичным номинальным током $I_{2H} = 5 \text{ A}$, с классом точности вторичных обмоток 0,5S/0,5/5P, с номинальной вторичной нагрузкой в классе $0,5 z_{2H} = 2 \text{ Ом}$.

Номинальные параметры трансформатора, расчетные величины в его цепи и соотношения между ними сведем в табл.3.14.

Таблица 3.14. Параметры трансформатора тока

Параметры ТТ	Соотношение	Расчетные величины для выбора ТТ
$U_h = 6 \text{ кВ}$	=	$U_{hPY} = 6 \text{ кВ}$
$I_h = 3000 \text{ А}$	>	$I_{раб.форс} = 2690 \text{ А}$
$Z_{2h} = 2 \text{ Ом}$	>	$Z_{2расч} = 1,2 \text{ Ом}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	>	$i_{y\Sigma} = 58,72 \text{ кА}$
$B_{\kappa don} = I_{mc}^2 \cdot t_{mc} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{Kрасч} = 44,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Результаты сведем в табл.3.15, а на ее основе определим

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2h}^2} = \frac{5}{4^2} = 0,16 \text{ Ом},$$

$$q_{\kappa don} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,94} = 1,5 \text{ мм}^2,$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{\kappa} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом},$$

Таблица 3.15. Выбор приборов подключенных к ТТ

№	Прибор	Тип прибора	Нагрузка фазы, В·А		
			A	B	C
1	Амперметр	Э-335	0,5	-	-
2	Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
4	Счетчик активной энергии	СА3-4681	2,5	2,5	-
	$S_{np}, \text{ В·А}$		4	2,5	1

Примем к установке кабель КВВГ с медными жилами сечением 1,5 мм².

Определим сопротивление выбранного кабеля:

$$r_{каб} = \frac{\rho \cdot l_{пасч}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 50}{1,5} = 0,94 \text{ Ом}$$

Определим вторичное расчетное сопротивление:

$$Z_{2_{пасч}} = r_{каб} + r_{приб} + r_k = 0,94 + 0,16 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом}$$

Из сравнения $Z_{2_{наср}} = 2 \text{ Ом} > Z_{2_{пасч}} = 1,2 \text{ Ом}$ видно, что условие проверки по классу точности выполняется.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Таблица 3.16. Выбор приборов подключенных к ТН

№	Место установки и перечень приборов	Тип	S _н ом, В А	Число обмоток	cos φ	sin φ	Общее число приборов	P , Вт	Q , Вар
1	Сборные шины								
	Вольтметр	Э-378	2	1	1	0	1	2	-
	Вольтметр Регистр.	И-393	10	1	1	0	1	10	-
	Ваттметр	И-395	10	1	1	0	1	10	-

	Регистр .								
	Частото мер Регистр .	И- 397	7	1	1	0	1	7	-
	Счетчи к активно й энергии	ЦЭ6 805	2	2	0, 38	0,9 25	1	1,5 2	3, 7
	Счетчи к реактив ной энергии	ЦЭ6 811	2	2	0, 38	0,9 25	1	1,5 2	3, 7
	Итого							32, 04	7, 4

Полная суммарная потребляемая мощность:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} = \sqrt{32,04^2 + 7,4^2} = 32,88 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Примем к установке трехфазный трансформатор напряжения типа НТМИ-6-УХЛ1 с номинальной мощностью в классе 0,5 $S_{2H} = 200 \text{ В}\cdot\text{А}$.

$S_{2H} = 200 \text{ В}\cdot\text{А} > S_{2\Sigma} = 32,88 \text{ В}\cdot\text{А}$, т.е. условие проверки по классу точности выполняется.

1.8 Выбор токоведущих частей

1.8.1 Выбор проводов сборных шин РУ 110 кВ

Исходя из мощности наиболее нагруженного участка, определим ток на этом участке:

$$I_{\text{наиб}} = \frac{S_{\text{наиб}}}{\sqrt{3} \cdot U_h} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,26 \text{ кА}$$

Учитывая, что сборные шины будут расположены в РУ открытого типа выберем по справочнику для каждой фазы шин сталеалюминиевый провод АС-95/16 с номинальным сечением 94,2 мм^2 и суммарным допустимым током:

$$I_{\text{don}} = 330 \text{ A} > I_{\text{наиб}} = 260 \text{ A}.$$

Проверка на термическую стойкость при КЗ

Для вычисления θ_h^o предварительно определим начальную температуру проводов:

$$\begin{aligned}\theta_h^o &= \theta_{cp}^o + (\theta_{\text{дл.доп}}^o - \theta_{cp.h}^o) \cdot \left(\frac{I_{\text{наиб}}}{I_{\text{don}}} \right)^2 = \\ &= 30^\circ + (70^\circ - 25^\circ) \cdot \left(\frac{260}{330} \right)^2 = 57,9^\circ \text{C}.\end{aligned}$$

Зная θ_h^o и материал провода по кривым для определения температуры нагрева проводников определим начальное значение удельного теплового импульса $A_h = 0,6 \cdot 10^4 \text{ A}^2/\text{мм}^4$. Конечное значение удельного теплового импульса определим по выражению:

$$A_\kappa = A_h + \frac{B_{\kappa \text{расч}}}{q^2} = 0,6 \cdot 10^4 + \frac{10,26 \cdot 10^6}{94,2^2} = 1,04 \cdot 10^4 \text{ A} \cdot \text{с}/\text{мм}^4$$

Зная A_κ , по той же кривой определим конечную температуру $Q_\kappa^o = 134^\circ < 200^\circ = Q_{\text{don}}^o$

Таким образом, провода сборных шин РУ 110 кВ удовлетворяют условию проверки по термической стойкости.

Проверка проводов фаз сборных шин на электродинамическое действие тока КЗ.

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем, после отключения тока КЗ, движутся навстречу друг другу.

В нашем примере ток трехфазного КЗ на шинах $I^{(3)} = 4,585 \text{ kA}$, следовательно, необходимо произвести проверку на схлестывание, которая выполняется при двухфазном КЗ.

1) рассчитываем усилие, действующее на 1м. погонной длины токопровода, по формуле:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I^{(2)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{\left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4585\right)^2}{4} = 0,79 \text{ H/m} ,$$

где a – расстояние между фазами.

2) определим силу тяжести 1 м погонной длины токопровода:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ H},$$

где m – масса 1 метра токопровода.

3) определим отношения:

$$\frac{f}{g} = \frac{0,79}{13,59} = 0,06,$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ЭК}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54,$$

где $h = 2,5$ м – максимальная стрела провеса провода в пролете;

$t_{\text{ЭК}}$ – время действия релейной защиты;

$$4) \quad b = 0,03 \cdot h = 0,03 \cdot 2,5 = 0,75 \text{ м},$$

допустимое отклонение провода

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} = \frac{3 - 0,45}{2} = 1,275 \text{ м},$$

где D – диаметр провода, при расщепленных проводах, $D = a$;

d – расстояние между проводами в фазе;

$a_{\text{доп}}$ – допустимое расстояние между соседними фазами в момент их наибольшего сближения (для ОРУ 110кВ согласно ПУЭ $a_{\text{доп}} = 0,45$ м,).

Таким образом, $b = 0,75 < b_{\text{доп}} = 1,275 \text{ м}$,

Проверка по условиям коронного разряда

В данном случае эта проверка не производится, т.к. сечение выбранных проводов сборных шин больше минимально допустимого по условию коронирования [1, табл.1.18, с.20].

1.8.2 Выбор и проверка ошиновки на низкой стороне трансформатора 10 кВ.

Экономическое сечение:

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{раб форс}} [A]}{J_{\text{ЭК}} [A/mm^2]} = \frac{1620}{1,1} = 1472,7 \text{ mm}^2$$

Примем для ошиновки стальноеалюминиевый провод 3хАС–500 с сечением по алюминию:

$$q_{al} = 3 \cdot 496 = 1488 \text{ мм}^2 > q_{ek} = 1472,7 \text{ мм}^2,$$

и допустимым током $I_{\text{дл.дон}} = 3 \cdot 945 = 2835 \text{ A} > I_{\text{раб форс}} = 1620 \text{ A}$.

Проверка на термическую стойкость при КЗ

Для вычисления θ_h^o предварительно определим начальную температуру проводов:

$$\begin{aligned}\theta_h^o &= \theta_{cp}^o + (\theta_{\text{дл.дон}}^o - \theta_{cp.h}^o) \cdot \left(\frac{I_{\text{нагиб}}}{I_{\text{дон}}} \right)^2 = \\ &= 30^\circ + (70^\circ - 25^\circ) \cdot \left(\frac{1620}{2835} \right)^2 = 44,69^\circ C,\end{aligned}$$

где θ_{cp}^o – температура воздуха (зададим $\theta_{cp}^o = 30^\circ C$);

$\theta_{cp.h}^o$ – нормированная температура воздуха (25°);

$\theta_{\text{дл.дон}}^o$ – допустимая температура проводов в длительном режиме (70°).

Зная θ_h^o и материал провода по кривым для определения температуры нагрева проводников определим начальное значение удельного теплового импульса $A_h = 0,46 \cdot 10^4 \text{ A}^2/\text{мм}^4$. Конечное значение удельного теплового импульса определим по выражению:

$$A_k = A_h + \frac{B_{\kappa \text{расч}}}{q^2} = 0,46 \cdot 10^4 + \frac{21,85 \cdot 10^6}{1488^2} = 28,1 \cdot 10^4 \text{ A} \cdot c/\text{мм}^4$$

Зная A_k , по той же кривой определим конечную температуру $Q_k^o = 156^\circ < 200^\circ = Q_{\text{дон}}^o$

Таким образом, ошиновка с низкой стороны АТ удовлетворяет условию проверки по термической стойкости.

Проверка проводов одной фазы ошиновки по электротермическому взаимодействию

Эта проверка производится, если провод каждой фазы расщеплен на несколько проводов, а ударный ток трехфазного КЗ $i_y^{(3)} \geq 50 \text{ kA}$. Проверка сводится к определению расстояния между дистанционными распорками, которые закрепляют провода в фазе. В данном случае эта проверка необходима, т.к. фазные провода сборных шин расщеплены на три, а

$$i_{y\Sigma}^{(3)} = 40,823 \text{ kA}$$

Проверка производится в следующем порядке:

- 1) рассчитываем усилие на провод от взаимодействия с другими проводами в фазе

$$f_n = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^7 \frac{(I^{(3)})^2}{a} = \frac{3-1}{3^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{16458^2}{0,3} = 60,1 \text{ H/m},$$

где n – число проводов в фазе ($n = 3$);

$I^{(3)}=16458 \text{ A}$ – действующее значение переменной составляющей тока трехфазного КЗ на шинах;

a – расстояние между проводами в фазе;

- 2) определяется удельная нагрузка от собственного веса

$$\gamma_k = \frac{f_n}{q} = \frac{60,1}{496} = 0,121 \text{ MPa/m},$$

где q – сечение одного провода в фазе, mm^2 ;

- 3) определяется удельная нагрузка от собственного веса

$$\gamma_1 = \frac{10,8m}{q} = \frac{10,8 \cdot 2,979}{496} = 0,065 \text{ MPa/m},$$

где m – масса 1м погонной длины провода;

- 4) вычисляется расстояние между распорками для случая алюминиевых проводов:

$$l = \frac{29930}{n \cdot q \sqrt{nq(\gamma_k^2 - 3,24\gamma_1^2)}} = \frac{29930}{3 \cdot 496 \sqrt{3 \cdot 496(0,121^2 - 3,24 \cdot 0,065^2)}} = 1,69 \text{ м}$$

Проверка по условиям коронного разряда

В данном случае эта проверка не производится, т.к. сечение выбранных проводов сборных шин больше минимально допустимого по условию коронирования.

1.8.3 Выбор и проверка ошиновки на низкой стороне трансформатора 6 кВ.

Экономическое сечение:

$$q_{ek} = \frac{I_{раб форс} [A]}{j_{ek} [A/mm^2]} = \frac{2690}{1,1} = 2445 \text{ mm}^2$$

Примем для ошиновки стальалюминиевый провод 3xAC-800 с сечением по алюминию:

$$q_{al} = 3 \cdot 821 = 2463 \text{ mm}^2 > q_{ek} = 2445 \text{ mm}^2,$$

и допустимым током $I_{дл.дон} = 3 \cdot 1180 = 3540 \text{ A} > I_{раб форс} = 2690 \text{ A}$.

Проверка на термическую стойкость при КЗ

Для вычисления θ_k^o предварительно определим начальную температуру проводов:

$$\theta_h^o = \theta_{cp}^o + (\theta_{\text{дл.доп}}^o - \theta_{cp,h}^o) \cdot \left(\frac{I_{\text{наиб}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = \\ = 30^\circ + (70^\circ - 25^\circ) \cdot \left(\frac{2690}{3540} \right)^2 = 56^\circ C,$$

где θ_{cp}^o – температура воздуха (зададим $\theta_{cp}^o = 30^\circ C$);

$\theta_{cp,h}^o$ – нормированная температура воздуха (25°);

$\theta_{\text{дл.доп}}^o$ – допустимая температура проводов в длительном режиме (70°).

Зная θ_h^o и материал провода по кривым для определения температуры нагрева проводников определим начальное значение удельного теплового импульса $A_h = 0,57 \cdot 10^4 A^2/mm^4$. Конечное значение удельного теплового импульса определим по выражению:

$$A_k = A_h + \frac{B_{k \text{расч}}}{q^2} = 0,57 \cdot 10^4 + \frac{44,93 \cdot 10^6}{2463^2} = 13,6 \cdot 10^4 A \cdot c/mm^4$$

Зная A_k , по той же кривой определим конечную температуру $Q_k^o = 134^\circ < 200^\circ = Q_{\text{доп}}^o$

Таким образом, ошиновка с низкой стороны АТ удовлетворяет условию проверки по термической стойкости.

Проверка проводов одной фазы ошиновки по электротермическому взаимодействию

Проверка производится в следующем порядке:

рассчитываем усилие на провод от взаимодействия с другими проводами в фазе

$$f_n = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^7 \frac{(I^{(3)})^2}{a} = \frac{3-1}{3^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{23043^2}{0,3} = 78,7 H/m,$$

определяется удельная нагрузка от собственного веса

$$\gamma_{\kappa} = \frac{f_n}{q} = \frac{78,7}{821} = 0,096 \text{ MPa/m},$$

где q – сечение одного провода в фазе, мм^2 ;

определяется удельная нагрузка от собственного веса

$$\gamma_1 = \frac{10,8m}{q} = \frac{10,8 \cdot 3,101}{821} = 0,041 \text{ MPa/m},$$

где m – масса 1м погонной длины провода;

вычисляется расстояние между распорками для случая алюминиевых проводов:

$$l = \frac{29930}{n \cdot q \sqrt{nq(\gamma_{\kappa}^2 - 3,24\gamma_1^2)}} = \frac{29930}{3 \cdot 821 \sqrt{3 \cdot 821(0,096^2 - 3,24 \cdot 0,041^2)}} = 3,99 \text{ м}$$

Проверка по условиям коронного разряда

В данном случае эта проверка не производится, т.к. сечение выбранных проводов сборных шин больше минимально допустимого по условию коронирования.

1.9 Релейная защита трехобмоточного трансформатора 110/10/6 кВ.

1. Основные защиты. Эти защиты реагируют на все виды повреждений трансформатора или автотрансформатора (в дальнейшем объекта) и действуют на отключение выключателей со всех сторон без выдержки времени. К основным защитам относятся:

- а) продольная дифференциальная токовая защита от всех видов замыканий на выводах и в обмотках сторон с заземленной нейтралью, а также от многофазных замыканий на выводах и в обмотках сторон с изолированной нейтралью;
- б) газовая защита от замыканий внутри кожуха объекта, сопровождающихся выделением газа, а также при резком понижении уровня масла;
- в) дифференциальная токовая защита дополнительных элементов (добавочный трансформатор, синхронный компенсатор, участки ошиновки).

2. Резервные защиты. Эти защиты резервируют основные защиты и реагируют на внешние КЗ, действуя на отключение с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель одной из сторон низшего напряжения (обычно той, где установлена защита), со второй - все выключатели объекта. Резервные защиты от междуфазных повреждений имеют несколько вариантов исполнения:

- а) МТЗ без пуска по напряжению;
- б) МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;
- в) МТЗ обратной последовательности с приставкой для действия при симметричных КЗ;
- г) дистанционные защиты автотрансформаторов.

Резервные защиты от замыканий на землю выполняются в виде МТЗ нулевой последовательности.

Защиты, действующие на сигнал. К этим защитам относятся:

- а) защита напряжения нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне низшего напряжения (НН), работающей в режиме с изолированной нейтралью; эта защита применяется при наличии синхронного компенсатора или, когда возможна работа с отключенным выключателем на стороне низшего напряжения;
- б) МТЗ от симметричного перегруза для трансформаторов с односторонним питанием устанавливается только со стороны питания (если одна из обмоток имеет мощность 60%, то защита от перегруза устанавливается и на этой стороне), для автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием защита от перегруза устанавливается на каждой стороне объекта, а для автотрансформаторов еще и на стороне нулевого вывода общей части обмотки; защита выполняется с токовым реле в одной фазе и независимой выдержкой времени действующей на сигнал. Уставки выбираются также как и для генератора при симметричном перегрузе;
- в) газовая защита, действующая на сигнал при медленном выделении газа.

Трехобмоточные трансформаторы мощностью 40 МВА оборудуются автоматическими установками пожаротушения. Поскольку пуск системы автоматического пожаротушения осуществляется только на отключенном трансформаторе, в данной схеме предусмотрена цепь, фиксирующая отключенное состояние поврежденного трансформатора.

Для трансформаторов мощностью 40 МВА, оборудованных устройствами обнаружения пожара с действием на сигнал при возникновении пожара, цепь, фиксирующая отключенное состояние трансформатора, не используется.

Защиты от внешних многофазных КЗ выполнены в виде токовой направленной защиты обратной последовательности и дополнительной к ней

максимальной токовой защиты с пуском напряжения от трехфазных КЗ, дистанционной защиты, максимальной токовой защиты с комбинированным пуском напряжения стороны низшего напряжения, питаемой от трансформаторов тока на стороне низшего напряжения, встроенных в бак трансформатора, и максимальных токовых защит с комбинированным пуском напряжения.

Цепи напряжения защиты включаются на фазные напряжения (относительно нулевой точки системы) трансформатора напряжения TV1 типа НТМИ 35. Трансформатор напряжения такого типа в отличие от трансформатора напряжения 110 кВ типа СРВ 123 не имеет вывода от одной из фаз вторичных обмоток, соединенных в разомкнутый треугольник. В связи с этим невозможно выполнить подключение КРБ-12 панели дистанционной защиты типа ПЭ2105 аналогично тому, как это выполняется при использовании трансформатора напряжения 110 кВ. Необходимое подключение цепей напряжения в данном случае выполняется в соответствии с указанной схемой и обусловлено отсутствием отдельных выводов цепей напряжения у КРБ-12 в панели типа ПЭ2105. При этом цепи тока дистанционной защиты включаются таким образом, чтобы обеспечивалось включение реле сопротивления на петлю КЗ.

В схеме, предусмотрены защиты от неполнофазных режимов, возникающих при отключении не всеми фазами выключателей трансформатора 110 кВ, в предположении, что эти выключатели оборудованы пофазным приводом.

Защита срабатывает, если появление тока $3I_0$ сопровождается действием реле контроля непереключения фаз соответствующего выключателя, предусмотренного в его схеме управления. Время действия защиты отстроено от действия реле контроля непереключения фаз, что необходимо, поскольку последним может быть ликвидирован неполнофазный режим в случае отказа одной или двух фаз выключателя при его включении.

1.10 Вывод

1. Приведено описание существующей подстанций, характеристики её основного силового оборудования.
2. Произведён выбор силового оборудования П/ст 110/10/6.
3. Выполнен расчет токов КЗ на распределительных устройствах 110, 10 и 6 кВ. Уровни токов КЗ составили на 110 кВ: $I^{(3)} = 4,58 \text{ kA}$, $I^{(1)} = 4,69 \text{ kA}$; на 10 кВ: $I^{(3)} = 16,458 \text{ kA}$; на 6 кВ: $I^{(3)} = 23,043 \text{ kA}$. Погрешность ручного расчета и на ЭВМ не превышает 1%.
4. Произведены выбор и проверка электрических аппаратов распределительных устройств. К установке приняты на ОРУ 110 кВ: выключатель – ВГТ-110 II*40/1000 У1; разъединитель – РНДЗ-110/1000У1; трансформаторы тока – ТРГ-110/1000; трансформатор напряжения – НКФ-110-58У1; на ОРУ 10 кВ: выключатель – ВБЭС-10-31,5/2000 УХЛ2; трансформатор тока – ТОЛ-СЭЩ-10, трансформатор напряжения – НАМИ-10-УХЛ1.
5. Выполнена проверка токоведущих частей. К установке приняты ОРУ 110 кВ – АС-95/16, ОРУ 10 кВ – 3xAC-500.
6. Рассмотрена релейная защита трансформатора ТРТН 40000-110/10/6кВ.

2. Эксплуатация дугогасительных реакторов.

Самым частым видом повреждения (до 95%) в сетях 6, 10, 35 кВ являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ), сопровождающиеся протеканием через место замыкания емкостного тока и перенапряжениями высокой кратности на элементах сети (двигателях, трансформаторах) в виде высокочастотного переходного процесса. Такие воздействия на сеть приводят в лучшем случае к срабатыванию земляных защит. Отыскание поврежденного присоединения представляется трудоемкой и длительной организационной задачей – поочередное отключение присоединений затягивается на продолжительное время и сопровождается комплексом оперативных переключений для резервирования потребителей. И, как правило, большинство междуфазных замыканий начинается с ОЗЗ. Развитие однофазных замыканий на землю сопровождается разогревом места замыкания, рассеиванию большого количества энергии в месте ОЗЗ и заканчивается отключением потребителя уже защищой МТЗ при переходе ОЗЗ в короткое замыкание. Изменить ситуацию можно применением резонансного заземления нейтрали.

При ОЗЗ на землю через место повреждения протекает емкостный ток, обусловленный наличием электрической емкости между фазами сети и землей. Емкость сконцентрирована, в основном, в кабельных линиях, длина которых и определяет общий емкостный ток ОЗЗ (ориентировочно на 1А емкостного тока приходится 1 км кабеля).

Для уменьшения тока замыкания (или компенсации) служат дугогасящие катушки. Сеть с дугогасящими катушками называют сетью с компенсацией емкостного тока. Нейтрали части трансформаторов в такой системе заземляются через настроенные индуктивности — регулируемые катушки со стальным сердечником.

При металлическом замыкании провода на землю на нейтрали системы оказывается фазное напряжение, поэтому через катушки течет ток, отстающий от напряжения нейтрали на угол, несколько меньший 90° (за счет активных потерь в катушке):

В месте замыкания проходят ток катушки, емкостный ток сети и небольшой активный ток, обусловленный утечками по изоляторам, потерями на корону в воздушных линиях и диэлектрическими потерями в кабелях.

При соответствующем выборе индуктивности катушки емкостный ток может быть компенсирован индуктивным током катушки. Условие полной компенсации запишется так:

$$I_L = I_C \text{ или } U_\phi / \omega L_k = 3\omega C U_\phi \quad (1)$$

Отсюда по известной емкости можно найти индуктивность, соответствующую полной компенсации. Ток в месте замыкания можно определить из схемы замещения: к полной проводимости сети относительно земли прикладывается напряжение нейтрали, равное фазному напряжению той фазы, что замкнулась на землю.

Условие (1) выполняется при резонансной настройке дугогасящей катушки. Отклонение от резонансной настройки называют расстройкой компенсации. При емкостном токе, превышающем индуктивный ток катушки, будет недокомпенсация, при токе катушки, превышающем емкостный ток замыкания, — перекомпенсация. Степень расстройки компенсации определяют как

$$\vartheta = (I_C - I_L) / I_C \quad (2)$$

При недокомпенсации $\vartheta > 0$, при перекомпенсации $\vartheta < 0$, при резонансе $\vartheta = 0$.

Ток замыкания определяется расстройкой компенсации, активными утечками по изоляции и относительно, небольшими токами высших гармоник, которые возникают главным образом из-за нелинейной характеристики намагничивания силовых трансформаторов и катушек. Активную слагающую тока часто определяют через емкостный ток и коэффициент успокоения сети. Коэффициентом успокоения сети называют отношение активной проводимости сети к емкостной:

$$d=1/3\omega CU_{\phi}, \quad (3)$$

или, что то же самое, отношение активной слагающей тока к емкостному току.

По данным многочисленных измерений коэффициент успокоения в воздушных сетях с нормальным состоянием изоляции составляет 3—5%, в кабельных сетях 2—4%. При наличии загрязненных фарфоровых изоляторов или кабелей с состарившейся изоляцией коэффициент успокоения может достигать даже 10%. Коэффициент успокоения сети с компенсацией, екостного тока несколько выше, чем сети с незаземленной нейтралью, поскольку помимо активных потерь утечек имеют место потери в самих катушках.

Включение дугогасящей катушки с настройкой, близкой к идеальной резонансной, облегчает гашение дуги и предупреждает повторные зажигания дуги. Напряжение, или э. д. с., замкнувшейся фазы уравновешивается падением напряжения на катушке. Если ток обрывается, что на схеме соответствует отключению рубильника, то катушка оказывается последовательно соединенной с емкостью сети. Этот контур всегда обладает некоторым запасом энергии либо в виде электрической энергии заряженных емкостей, либо в виде магнитной энергии катушки, причем обмен энергии между катушкой и емкостью сети совершается колебательно с частотой ω_0 . При резонансной настройке частота колебательного контура равна рабочей

частоте сети, и при отсутствии потерь энергии наложение свободных колебаний на напряжение источника приводило бы напряжение поврежденного провода к нулевому значению.

Измерения в сетях с компенсацией емкостного тока.

Для правильного выбора мощности дугогасящих аппаратов и их настройки, оптимальной для условий данной сети, нужно знать полный емкостный ток сети и отдельных ее участков, которые могут работать раздельно, а также напряжения несимметрии всей сети и ее участков. Оценка напряжения несимметрии требуется для выбора настройки катушки, исходя из допустимых смещений нейтрали в различных режимах, а при необходимости и для того, чтобы рекомендовать устройство дополнительной транспозиции сети.

По расчетным формулам, можно определить весьма приблизительно емкостный ток сети. Для сетей простых конфигураций с преобладанием кабельных линий, ток замыкания которых оценивается достаточно точно, результат расчета получается более или менее достоверным. Что же касается сетей сложной конфигурации с разнородными по конструкции линиями, воздушными и кабельными, с многочисленными распределительными устройствами и различными присоединенными к сети аппаратами и машинами, то для них расчетный путь определения емкостного тока едва ли возможен. При самых скрупулезных расчетах ошибка редко получается менее 15%.

Необходимую точность обеспечивают методы опытного определения емкостного тока и напряжений несимметрии. Эти измерения совершенно необходимы для выбора наиболее целесообразного режима компенсации емкостного тока сети.

Измерения производят для определения:

- а) напряжения емкостной несимметрии сети и ее отдельных участков;
- б) напряжения смещения нейтрали при различных настройках дугогасящих аппаратов и при возможных делениях сети;
- в) полного емкостного тока сети и емкостных токов отдельных линий;
- г) действительных токов компенсации при различных настройках дугогасящих аппаратов, особенно в тех случаях, когда отсутствуют данные заводских испытаний и паспорта;
- д) токов замыканий на землю при различных режимах компенсации.

При измерениях пунктов «г» и «д» оценивают также величины активной составляющей тока и уровень токов высших гармоник.

Измерения, как правило, производятся в действующих сетях, без отключения или ограничения питания потребителей. Измерения должны быть безопасны как для персонала, проводящего опыты, так и для изоляции сети. В связи с этим при измерениях напряжения на фазах не должны достигать значений, опасных для изоляции. Особенно осторожно следует производить измерения в сетях, где есть элементы с заведомо ослабленной изоляцией. При выборе метода измерения емкостного тока и тока замыкания следует иметь в виду нежелательность существенного повышения напряжения на изоляции вращающихся машин (генераторов и двигателей высокого напряжения).

Измерения следует производить с достаточной точностью. Погрешности не должны быть более 3—4%, причем очевидно, что чем выше напряжение сети и больше емкостный ток, тем меньшей должна быть

относительная погрешность. Желательно при измерениях пользоваться астатическими приборами -класса 0,5 и измерительными трансформаторами класса 1.

Существует несколько методов измерений емкостных токов, токов компенсации и замыкания на землю.

Прямой метод измерения при металлическом замыкании фазы на землю позволяет оценить все необходимые величины по непосредственным замерам. Косвенные способы позволяют найти искомые величины токов лишь в результате пересчетов. Из косвенных методов распространены: метод снятия кривой напряжения нейтрали сети при различных настройках компенсации, метод искусственного смещения нейтрали с помощью подведения к нейтрали напряжения постороннего источника, метод замыкания через активное сопротивление.

Измерение емкостного тока сети при замыкании фазы через активное сопротивление

Основное преимущество данного метода — при обязательном соблюдении условий, оговоренных ниже,- малая вероятность короткого замыкания. Правильным выбором заземляющего сопротивления можно достичь того, что на незамыкаемых фазах -напряжение при замыкании на землю возрастет не более, чем до 1,3—1,4 номинального фазного. При возникновении пробоя изоляции в другом месте и, следовательно, «второй» земли ток замыкания будет ограничен значением, не превышающим $\sqrt{3}U_{\phi}R_a$. Если сопротивление R_a выбрано правильно, то такой ток не представит опасности ни для оборудования, ни для персонала. Для большей безопасности заземляющее сопротивление можно также присоединить через плавкий предохранитель с током срабатывания, равным 1,5 $U_{\phi}R_a$.

Измерение емкостных токов и токов компенсации проводят раздельно. Величина заземляющего сопротивления должна быть выбрана из условия, чтобы напряжение смещения нейтрали было не больше $0,3—0,4 U_{\phi}$. Выбору величины заземляющего сопротивления R_3 надо уделить большое внимание, так как при неудачном сочетании параметров сети и величины сопротивления R_3 метод измерения может стать даже более опасным, чем метод металлического замыкания на землю. При замерах емкостных токов дугогасящая катушка отключается.

Величина заземляющего сопротивления зависит от тока, который предстоит измерить. Поэтому надо сначала ориентировочно определить емкостный ток сети, обратившись к результатам расчетов или прежних замеров с учетом произошедших изменений схемы (подключены вновь построенные линии и т. п.). Если требуется измерить токи отдельных участков, то при выборе R_3 надо считаться с наименьшим из ожидаемых значений I_C . Иногда трудно при одном и том же значении достоверно замерить ток всей сети и токи отдельных участков.

По показаниям вольтметра и ваттметра определяются активная и реактивная слагающие тока замыкания через R_3 для проверки. По значению тока замыкания можно вычислить емкостный ток сети.

При измерениях в воздушных сетях, обладающих существенной емкостной несимметрией, надо уточнять значение тока. Погрешность появляется за счет тока, обусловленного U'_0 , т. е. напряжением несимметрии U_{nc} , и может привести к недопустимым ошибкам. Так, например, при $U_{nc}=1,5\%$ и $U''_0=30\%$ погрешность в определении емкостного тока по составляет уже более 4%.

Замеры токов компенсации производятся аналогично. Трансформатор с дугогасящей катушкой переводится на выделенную систему шин, шиносоединительный выключатель ШСВ отключается, чтобы отделить

катушку от остальной сети. Сопротивление R_3 выбирается по ожидаемому наименьшему току катушки.

Выбор мощности и места установки дугогасящих катушек.

При выборе дугогасящих катушек пользуются обычно не мощностями, а токами, что удобней и правильней по существу, поскольку назначение катушек — компенсация емкостных токов сети. Паспортная мощность катушек соответствует номинальному току компенсации. Поэтому полная компенсирующая мощность дугогасящих аппаратов, устанавливаемых в сети, выбирается по полному емкостному току. Полный емкостный ток определяется с перспективой развития сети на 8—10 лет вперед. Если же данных относительно развития сети нет, то рекомендуется расчетную мощность компенсирующих устройств увеличивать на 20—25%. Это дает также некоторый запас для учета неточностей при определении емкостных токов линий и ошиновки подстанции по приближенным формулам или средним удельным значениям, приводимым в справочниках (см. выше).

Расчетная мощность дугогасящих катушек

$$Q_k = I_C U_\Phi$$

Необоснованное увеличение мощности катушек нецелесообразно, так как это приводит к неполному их использованию и затрудняет выбор оптимальных настроек. Недостаточная мощность катушек может привести к режимам недокомпенсации, которые недопустимы ввиду снижения надежности работы сети и особенно опасны при неполнофазных отключениях (включениях).

Количество дугогасящих катушек и места их установки определяются специальным расчетом. Чем больше установлено катушек, тем лучше работает сеть с компенсацией емкостного тока. При большом числе катушек

достигается лучшее распределение токов компенсации и сохранение хорошей настройки в эксплуатации при различных изменениях схемы сети. Однако установка большого числа дугогасящих катушек приводит к увеличению первоначальных затрат, повышению эксплуатационных расходов и усложнению надзора и обслуживания. Оптимальным является такое решение, при котором минимальное количество дугогасящих катушек обеспечивает удовлетворительную компенсацию при минимальном числе изменений уставок катушек в эксплуатационных условиях. Как правило, следует избегать установки только одной катушки — лучше установить две, чем одну катушку вдвое большей мощности. При применении нескольких дугогасящих катушек лучше брать их с различными номинальными токами, что дает большие возможности регулирования тока компенсации.

Если сеть в некоторых режимах может разделяться на изолированные части, то необходимо катушки выбирать и размещать так, чтобы в каждой такой части сохранилась удовлетворительная настройка либо, по крайней мере, была возможность оптимальной настройки при соответствующей перестановке ответвлений. Это условие может быть выполнено только в том случае, если в каждой выделившейся части будут установлены катушки с номинальным током, большим емкостного тока этого участка. Наряду с этим наименьший рабочий ток катушек должен быть меньше, чем емкостный ток замыкания на землю выделившейся части сети, если в ней произойдет также отключение наиболее возможного в эксплуатации числа линий. Конечно, при этом не учитываются отдельные кратковременные режимы, возникающие в результате оперативных переключений, производимых в целях ремонтов, проверок и профилактических испытаний оборудования. При выборе дугогасящих катушек с учетом перспективы развития сети можно предусматривать возможность замены или установки дополнительной мощности дугогасящих устройств по мере строительства новых линий. Можно сразу запроектировать дугогасящие катушки несколько большей

мощности, чем требуется по расчету. Но устанавливать катушки в сети надо так, чтобы в начальные годы развития сети (т. е. при наименьшем количестве введенных в эксплуатацию линии) минимальные рабочие токи выбранных с запасом катушек не превосходили фактического емкостного тока замыкания. В противном случае удовлетворительная компенсация не может быть осуществлена. При установке катушек следует также учитывать параметры трансформаторов сети, к нейтрали которых предполагается подключать катушки.

Желательно дугогасящие катушки устанавливать на узловых подстанциях с обслуживающим персоналом, который бы мог выполнять мероприятия, связанные с перестройкой катушек в ходе эксплуатации. Дугогасящие катушки рекомендуется устанавливать на подстанциях, связанных с сетью, в которой предусматривается компенсация емкостного тока, не менее чем двумя линиями. Категорически запрещается присоединять дугогасящую катушку к трансформатору, установленному в конце одноцепной тупиковой линии. В этом случае при обрыве одной фазы на линии может возникать неполнофазный режим компенсации, сопровождаемый значительными повышениями напряжения на нейтрали и, следовательно, на фазах, чреватый опасными и длительными перенапряжениями феррорезонансного характера.

Трансформаторы для подключения дугогасящих катушек.

При замыкании на землю одной фазы сети через обмотку этой фазы трансформатора, в нейтраль которого включена катушка, течет индуктивный ток, равный рабочему току установленного ответвления катушки. Это равносильно прохождению через обмотки каждой фазы $1/3$ тока катушки, что естественно приводит к некоторому падению напряжения на обмотках, вследствие чего напряжение на нейтрали будет меньше нормального фазного

и фактическая мощность катушки может быть меньше номинальной (в соответствии с выбранным ответвлением). Сопротивление обмоток току компенсации зависит от конструкции трансформатора группы соединения его обмоток и мощности. Для наилучшего использования катушек трансформаторы, к которым они подключаются, должны иметь минимальное сопротивление обмоток токам компенсации. Снижение напряжения на нейтрали и, следовательно, на катушке при замыкании на землю (дросселирующий эффект) у правильно подобранных трансформаторов практически незначительно.

Наиболее подходящим для включения катушки является трансформатор с соединением обмоток треугольник—звезда. Токи компенсации, протекающие по обмотке звезды, создают магнитные потоки которые наводят э. д. с. и токи в обмотке, замкнутой в треугольник. В свою очередь токи, замыкающиеся в треугольнике, обусловливают магнитные потоки в сердечнике трансформатора, направленные встречно потокам обмотки, соединенной в звезду. Происходит почти полная компенсация магнитных потоков, а небольшому потоку рассеяния обмоток соответствует индуктивность рассеяния весьма малая по сравнению с индуктивностью катушки. Дросселирующий эффект будет определяться только падением напряжения в сопротивлении рассеяния обмотки, которое невелико (соответствует напряжению короткого замыкания трансформатора $U_{k\%}$). Такие же условия имеют место при соединении обмоток и по схеме звезда—зигзаг (трансформаторы иностранного производства).

Иначе распределяются токи и магнитные потоки при включении катушки в нейтраль звезды при второй обмотке, также соединенной в звезду, но без нулевого провода с питающей стороны.

При замыкании на землю токи компенсации протекают лишь в первичной обмотке, поэтому магнитные потоки в сердечниках фаз ничем не

уравновешиваются. Будучи направленными в одну сторону от ярма к ярму, магнитные потоки могут замыкаться частично по воздуху, частично — через стенки бака трансформатора. Бак трансформатора при этом является как бы короткозамкнутым витком, и магнитные потоки наводят в баке вихревые токи, которые дополнительно нагревают бак, ухудшая условия охлаждения обмоток трансформатора.

Дугогасящие катушки следует подключать к трансформаторам, имеющим обмотку, соединенную в треугольник. В сетях обычно устанавливается большое число трехобмоточных трансформаторов, например 110/35/10 кВ. Наличие обмотки 10 или 6 кВ, соединенной в треугольник, делает трехобмоточный трансформатор при компенсации тока в сети 35 кВ совершенно независимым от режима нейтрали звезды — звезда со стороны 110 кВ. При замыкании на землю в сети 35 кВ обмотка, соединенная в треугольник, полностью компенсирует магнитные потоки в сердечниках трансформатора. Неуравновешенный ток замыкается по треугольнику, не выходя во внешнюю сеть.

Помимо конструкции и группы соединений важно соотношение мощностей трансформатора и катушки. Бывают случаи, когда катушка подключается к специально установленному трансформатору, не несущему никакой другой нагрузки. Тогда мощности трансформатора и катушки могут быть одинаковыми, и даже возможно подключение катушки к трансформатору меньшей мощности. Гораздо чаще катушки подключают к нейтралям трансформаторов, питающих нагрузку. При этом в режиме замыкания сети на землю такие трансформаторы дополнительно нагружаются индуктивным током. Отсюда возрастают активные потери в первичной и вторичной обмотках трансформатора, что ведет к дополнительному перегреву. Поскольку допускаемая продолжительность непрерывной работы катушки составляет 2—8 ч в зависимости от номера

ответвления, возможный перегрев обмоток трансформатора надо оценивать для такого же времени.

Конструктивное выполнение и параметры дугогасящих катушек.

Для сокращения размеров все дугогасящие катушки выполняются со стальным сердечником. Вместе с тем нелинейность характеристики намагничивания, по крайней мере в пределах изменения напряжения от нуля до фазного, должна быть минимальной, иначе индуктивность катушки, а значит, и установленная степень настройки будут меняться в зависимости от приложенного напряжения. При металлическом замыкании на землю на нейтрали напряжение становится равным фазному, а если учесть некоторое повышение напряжения на станции, то на катушке может оказаться напряжение на 10—15% выше фазного. Точка, соответствующая такому режиму, должна быть еще на линейной части характеристики намагничивания. Линейность характеристики намагничивания обеспечивается наличием воздушных зазоров, распределенных более или менее равномерно по сердечнику, и таким выбором сечения сердечника, чтобы магнитная индукция была меньше индукции насыщения.

Сердечник катушки образован двумя стержнями и двумя ярмами. Стержни разрезные и собраны из отдельных коротких пакетов с индивидуальным креплением стальных пластин в каждом. В зазоры между пакетами и в сочленения между стержнями и ярмами закладываются твердые прокладки из бумаги, пропитанной бакелитом, или из лакированного электрокартона. Готовые пакеты стали плотно скрепляются стяжными болтами из немагнитного материала. Благодаря этим мерам обеспечивается синусоидальность тока катушки на большинстве ответвлений ее обмотки и поэтому значительно уменьшается содержание в токе замыкания высших гармоник.

Обмотка тоже разделена на части и расположена на обоих стержнях сердечника так, чтобы между противолежащими частями разность потенциалов не могла достигнуть опасных для изоляции обмотки значений. От отдельных элементов обмотки выведены ответвления.

Изоляция обмотки выполняется так же, как изоляция силовых трансформаторов. Обмотка помещена в бак, заполненный маслом. Внутри бака помещен переключатель ответвлений, с помощью которого можно изменять ток компенсации. Привод переключателя выведен наружу на крышку бака либо имеет штурвал с фиксатором положения.

Ответвления выполнены таким образом, чтобы можно было регулировать ток компенсации в пределах 50—100%. Для этого дугогасящие катушки имеют пять, шесть или девять ответвлений. Есть катушки с числом ответвлений, равным 16. Как правило, ток катушки путем перестановки ответвлений может регулироваться только ступенчато.

В связи с требованием автоматизации настройки компенсации в процессе эксплуатации катушки должны сочетаться с автоматическими регуляторами (оптимизаторами), которые могли бы при любых коммутационных изменениях схемы сети поддерживать оптимальный режим компенсации, обеспечивающий наибольшую надежность работы сети. Как правило, это режим резонансной настройки. Основное требование к катушкам, предъявляемое автоматическим регулированием компенсации,— плавное изменение тока. Конструктивное решение этой задачи может быть получено с использованием трех принципов изменения индуктивности катушки: изменением воздушного зазора в магнитной цепи аппарата (плунжерные дугогасящие катушки), подмагничиванием магнитной системы аппарата (катушки с подмагничиванием), переключением мелкими ступенями ответвлений с помощью переключающего устройства. Подобно

такому же в силовых трансформаторах при регулировании напряжения под нагрузкой.

Конструкции катушек, принятых к установке на расчетной подстанции, основаны на принципе регулирования индуктивности при изменении воздушного зазора сердечника. В этих катушках применена обычная шихтовка стальных пластин вместо радиальной, что упрощает технологию изготовления катушек. Конструктивное выполнение схематично показано на рисунке в приложении.

Катушка имеет трехстержневой магнитопровод с одной главной 4 и двумя вспомогательными обмотками 5 и 6. Магнитопровод с обмотками помещен в бак с трансформаторным маслом. Одна из вспомогательных обмоток является сигнальной, другая служит для управления — к ней подключается автомат настройки компенсации. Сигнальная обмотка рассчитана на номинальное напряжение 100 В и ток 1 А, обмотка управления — на 220 В и ток до 40 А. Выводы обмоток размещены на крышке бака, там же расположен приводной механизм 1, обеспечивающий вращение ходового винта 3. Приводной механизм состоит из асинхронного двигателя и червячной пары. Ходовой винт сделан из немагнитной стали и имеет правую и левую резьбу. Магнитопровод набирается из листовой электротехнической стали. Средний стержень 2 выполнен с двумя подвижными сердечниками (плунжерами), между которыми образуется переменный воздушный зазор. Плунжеры перемещаются с помощью ходового винта.

Для визуального определения тока компенсации на крышке бака предусмотрен специальный указатель 7 со шкалой, проградуированной непосредственно в амперах (при номинальном напряжении на катушке). Внутри указателя вмонтированы два концевых выключателя для ограничения перемещения плунжеров в заданных пределах.

Дугогасящие катушки этой конструкции рассчитаны на трехчасовой режим работы при максимальном значении тока. Вольт-амперные характеристики дугогасящих катушек РДМР при всех положениях плунжеров (максимальный, минимальный и промежуточный зазоры сердечника) сохраняют прямолинейный характер. Поэтому индуктивный ток катушки имеет чисто синусоидальную форму, а индуктивность линейна, т. е. не изменяется в зависимости от величины приложенного напряжения, что очень важно для обеспечения правильной работы автомата настройки компенсации.

Применение автоматического регулятора при компенсации емкостных токов.

В силу изменения конфигурации электрической сети в процессе эксплуатации, в результате плановых или аварийных переключений, происходит изменение величины емкости сети. В результате чего нарушается резонансная настройка дугогасящего реактора. В случае ручного регулирования необходимо выполнить переключение ступени настройки реактора, если учесть что ступени имеют определенный шаг, а количество переключений в сети могут достигать нескольких десятков в сутки, то применение ступенчатых дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов является неэффективным, в силу невозможности настройки в резонанс, и достаточно трудоемким. Поэтому для точной настройки дугогасящего реактора необходимо использовать плавнорегулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами.

Учитывая, что дугогасящие реакторы имеют малый износ, по сравнению с трансформаторами, то такие дугогасящие реакторы могут работать и дальше. Необходимо только обеспечить постоянную резонансную настройку таких реакторов, для того чтобы обеспечить эффективную их работу. Учитывая тот факт, что мощность дугогасящих реакторов всегда

выбиралась с учетом перекомпенсации. Можно предложить следующее техническое решение для обеспечения постоянной подстройки мощности дугогасящего реактора к величине емкостного тока замыкания на землю. Последовательно к существующему ступенчатому реактору необходимо подключить плавнорегулируемый реактор плунжерного типа и управляемую конденсаторную установку малой мощности, по сравнению с мощностью существующего ступенчатого реактора. Для точной настройки в резонанс при различных режимах работы сети,

необходимо оснастить предложенную установку автоматическим регулятором, который будет одновременно управлять плавнорегулируемым реактором и регулируемой конденсаторной установкой. В такой конструкции ступенчатый реактор работает на каком-либо конкретном ответвлении, ближайшем к середине предела изменения емкостного тока в сети, регулируемая конденсаторная установка осуществляет грубую настройку, путем переключения на ближайшую степень к необходимой мощности резонансной настройки, а плавнорегулируемый реактор осуществляет точную подстройку.

Для управления мощностями управляемой конденсаторной установки и плунжерного дугогасящего реактора может использоваться схема автоматического регулятора, приведенная на рисунке приложения. В основе автоматического регулятора заложен амплитудно-фазовый принцип регулирования.

Принцип действия приведенной схемы заключается в следующем. На вход автоматического регулятора подаются два входных сигнала $U_{\text{оп}}$ и U_0 ($U_{\text{оп}}$ – любое из фазных напряжений с трансформатора собственных нужд, aU_0 – с сигнальной обмотки дугогасящего реактора или с обмотки $3U_0$ трансформатора напряжения). Далее опорное напряжение $U_{\text{оп}}$ поступает на фазосдвигающий блок (ФСБ) и блок формирования ставок срабатывания

(БФУС). Опорное напряжение также используется в схеме питания регулятора. Фазосдвигающий блок предназначен для более точной подстройки регулятора в резонанс при наладке. Для защиты входа от напряжения возникающего при замыкании на землю предназначен блок защиты (БЗ), который при появлении на входе трансформатора опасного напряжения отключает вход регулятора и для исключения влияния наводок подключает его на землю, одновременно подается сигнал запрета срабатывания на выходные цепи регулятора. В блоке формирования уставок срабатывания (БФУС) формируются зоны срабатывания соответствующих блоков сравнения канала недо- (БС1 и БС3) и перекомпенсации (БС2 и БС4).

Входные напряжения $U_{\text{оп}}$, после фазосдвигающего блока, и U_0 поступают дальше на входы блоков формирования импульсов ФИ1 и ФИ2, соответственно. Формирователи импульса преобразуют синусоидальные сигналы в однополярные прямоугольные импульсы с достаточно крутыми фронтами и спадами, что позволяет использовать эти сигналы далее в качестве логических. После формирователей импульсов сигналы поступают на блок формирования угла и знака (БФУЗ). В данном блоке происходит выделение сигнала пропорционального углу смещения $U_{\text{оп}}$ и U_0 , и в зависимости от результатов, сигнал дальше поступает по одному из двух каналов (по одному каналу в случае недокомпенсации, по другому в случае перекомпенсации) в блок оценки (БО). В блоке оценки в зависимости от степени расстройки и ее знака, а также положений переключателей управляемой конденсаторной установки и положений плунжеров реактора (сигнал о положении поступает из блока памяти – БП), происходит оценка дальнейшего прохождения сигнала по одному из 4 каналов. В случае недокомпенсации на И1 или И3, в случае перекомпенсации на И2 или И4. Сигнал на инверторы И1 или И2 поступает в случае небольшой степени расстройки и возможности ее компенсирования запасом хода плунжерного реактора, в случае же большой расстройки сигнал поступает на инверторы

И3 или И4. В зависимости от полученного знака и степени расстройки сигнал далее поступает на инверторы сигнала плунжерного реактора (И1 или И2) или инверторы сигнала управляемой конденсаторной установки (И3 или И4), где сигнал инвертируется для более удобной работы с ним в дальнейшем. Перед инверторами плунжерного реактора установлен блок трансформации (БТ1 и БТ2) в котором сигнал, полученный с БФУЗ трансформируется в зависимости от степени расхождения входных напряжений U_{Op} и U_0 , данный блок предназначен для усиления сигнала в случае большой степени расхождения входных сигналов, и ослабление в случае небольшой степени расстройки. Данный блок предназначен для более быстрого движения плунжеров в случае большой расстройки и не быстрого движения в случае незначительной расстройки. Это делается для более быстродействующей настройки плунжерного реактора в резонанс, а также для избегания проскока резонансной мощности.

Далее управляющий сигнал поступает на блоки сравнения (БС1-БС4). Далее управляющий сигнал проходит через элементы запрета Э31-Э34 и поступает на релейные выходные элементы Р1-Р4. Релейные элементы управляют соответствующими магнитными пускателями блока управления приводом дугогасящего реактора (БУПР) и блоком управления управляемой конденсаторной установки (БУПК).

Для визуального контроля состояния автоматического регулятора предназначены блоки индикации режимов БИР1-БИР2. Выходные сигналы данных блоков сигнализируют о достижения крайнего предела управляемой конденсаторной установки и плунжерного дугогасящего реактора. Индикатор БИР-1 свидетельствует о недокомпенсации в сети, а БИР-2 о перекомпенсации в сети. Также в схеме автоматического регулятора предусмотрены индикаторы напряжения смещения (ИНС), данный индикатор выводит значения напряжения смещения нейтрали. И индикатор

степени расстройки компенсации (ИСР), указывающий в процентах степень перекомпенсации или недокомпенсации в сети.

3. РАЗРАБОТКА ВОПРОСОВ ЖИЗНДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРИ ПОДСТАНЦИИ 110/10/6 кВ

3.1 Краткая характеристика подстанции

ПС 110/10/6 кВ предназначена для внешнего электроснабжения потребителей.

Подстанция 110 кВ является вновь сооружаемой и размещается на отводимом земельном участке с предварительными размерами 210x160 м.

На существующей ПС 110/10/6 кВ реализованы следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

- на напряжении 110 кВ – «Две рабочие и системы шин»;
- на напряжении 10 кВ – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;
- на напряжении 6 кВ – «Одна, секционированная выключателями, система шин».

Все решения приняты с учетом обеспечения минимальных расстояний для подключения ВЛ 110 кВ к ОРУ и потребителей 10 кВ к ЗРУ. Так же предусматривается возможность расширения ОРУ 110 кВ с прирезкой дополнительной территории с южной стороны подстанции.

На подстанции устанавливаются 2 силовых трансформатора мощностью по 40 МВА каждый.

Трансформаторы устанавливаются на фундаменты без кареток. Крепление трансформаторов к фундаменту осуществляется при помощи закладных деталей.

На подстанции предусматривается сооружение здания ОПУ размером 18x36 м.

БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В состав здания ОПУ входят помещения:

- панелей, в которых размещаются панели управления, защит и автоматики;
- щита собственных нужд переменного тока и сухих трансформаторов СН 10/0,4кВ;
- щитов постоянного тока;
- двух аккумуляторных батарей емкостью 300А·ч каждая;
- связи;
- серверной;
- АРМ дежурного;
- кабинет начальника ПС
- венткамеры аккумуляторных;
- венткамеры;
- ремонтной бригады;
- для хранения защитных средств;
- для хранения хозяйственного инвентаря;
- гардеробная комната;
- душевая.

Согласно «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)», 2009 г. на подстанции применяются кабели с изоляцией, не распространяющей горение (с индексом нг-LS).

3.2 Идентификация, анализ и оценка воздействия негативных факторов на персонал п/ст.

К опасным производственным факторам следует отнести, например:

- электрический ток;

- возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов;
- оборудование, работающее под давлением выше атмосферного.

К вредным производственным факторам относятся:

- сезонное изменение метеорологических условий;
- наличие электромагнитных полей;

Анализ негативных факторов и их воздействие на здоровье человека на п/ст приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Анализ негативных факторов на энергопредприятии и средства их устранения.

Наименование фактора	Носитель опасного фактора	Круг лиц, на которых возможно воздействие фактора	Средство устраниния и локализации опасного фактора
1	2	3	4
Поражение электрическим током	Токоведущие части, металлические части оборудования, на котором возможно появление напряжения	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал	Защитное заземление оборудования, выполнение требований ПТБ, ПТЭ, ПУЭ
Пожаро-опасность	Трансформаторы, маслинные выключатели, территории ОРУ, ЗРУ, ОПУ, кабели	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал	Соблюдение норм и правил пожарной безопасности НПБ 105-03 СНиП 21-01-97, ГОСТ 12.1.004-91

1	2	3	4
Воздействие электрического поля	Распределительные устройства	Ремонтный и обслуживающий персонал	Экранирующие устройства на территории ОРУ, экранирующие костюмы, кратковременное пребывание
Механическое воздействие вибрации	Двигатели СН, Подъемно-транспортные средства	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал	Соблюдение ТБ, применение защитных заграждений, амортизационные механизмы, виброизолирующие прокладки.
Вредные выделения и выбросы	Пары кислоты в аккумуляторных батареях	Ремонтный и обслуживающий персонал	Применение средств индивидуальной защиты и установка фильтрующих элементов
Шум	Выключатели, силовые трансформаторы.	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал.	Наушники и шлемы. Использование шумоизоляционных материалов. Кратковременное пребывание рядом с источником шума СН 2.2.4/2.1.8.562-96

3.3 Расчет заземляющего устройства подстанции

Защитное заземление служит для защиты людей от поражения электрическим током, при прикосновении персонала к нетоковедущим частям. Для выполнения рабочего, защитного и грозозащитного заземления подстанции используют одно заземляющее устройство.

Заземляющее устройство состоит из заземлителя, расположенного в земле, и проводника, соединяющего заземляемый элемент установки с

заземлителем. Заземлитель может состоять из одного или нескольких вертикальных или горизонтальных электродов и характеризуется сопротивлением, которое окружающая земля оказывает стекающему току. Сопротивление заземлителя определяется отношением потенциала заземлителя к стекающему к нему току.

- а) территория подстанции занимает площадь $S = 33600 \text{ м}^2$ ($A=210 \text{ м}$; $B=160 \text{ м}$);
- б) в качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух отходящих от подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 250 \text{ м}$; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s = 50 \text{ мм}^2$; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{on} = 12 \text{ Ом}$ для 110 кВ; число опор с тросом на каждой линии больше 20; данные измерений сопротивления системы трос – опоры отсутствуют;
- в) искусственный заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением $4 \times 40 \text{ мм}$ и вертикальных стержневых электродов длиной $I_B = 5 \text{ м}$, диаметром $d = 12 \text{ мм}$; глубина заложения электродов в землю $t = 0,8 \text{ м}$;
- г) расчетные удельные сопротивления верхнего и нижнего слоев земли $\rho_1 = 230 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_2 = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; мощность верхнего слоя земли $h_1 = 2,8 \text{ м}$;

Расчет контурного заземляющего устройства.

Сопротивление заземлителя растеканию тока R_e , согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом.

- 1) Сопротивление естественного заземлителя для двух линий R_e определяем по формуле:

$$R_e = \frac{1}{4} \sqrt{r_{on} \frac{0,15l}{sn_T}} = \frac{1}{4} \sqrt{12 \frac{0,15 \cdot 250}{50 \cdot 2}} = 0,75 \text{ Ом}.$$

2) Периметр подстанции:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot A + 2 \cdot B = 2 \cdot 210 + 2 \cdot 160 = 740 \text{ м}; n = 74 \text{ шт.}$$

Составляем *расчетную модель заземлителя* в виде квадратной сетки площадью $S = 18480 \text{ м}^2$. Длина одной стороны ее будет $\sqrt{S} = 183,3 \text{ м}$.

Количество ячеек по одной стороне модели

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{740}{2 \cdot 183,3} - 1 = 1,02$$

Принимаем $m = 1$.

3) Уточняем суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 2(m + 1)\sqrt{S} = 2(1 + 1) \cdot 183,3 = 733,2 \text{ м.}$$

4) Длина стороны ячейки:

$$b = \sqrt{S}/m = 183,3/1 = 183,3 \text{ м.}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$na = 4\sqrt{S} = 4 \cdot 183,3/74 = 2,47 \text{ м.}$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_B = n l_B = 74 \cdot 5 = 370 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{omn} = (l_B + t_B)\sqrt{S} = (5 + 0,8)/183,3 = 0,0316.$$

Относительная длина:

$$l_{omn} = (h_I - t_B) / l_B = (2,8 - 0,8) / 5 = 0,4.$$

5) Расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта ρ_{ϑ}

определяем:

$$\rho_{\vartheta} = \rho_1 / \rho_2 = 230/80 = 2,87.$$

Поскольку при $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10$ значение k находим:

$$k = 0,43 \left(l_{omn} + 0,277 \ln \frac{a\sqrt{2}}{l_B} \right) = 0,43 \cdot 0,4 + 0,119 \left(\ln \frac{2,47\sqrt{2}}{5} \right) = 0,215,$$

теперь определяем ρ_ϑ :

$$\rho_\vartheta = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k = 80 \left(\frac{230}{80} \right)^{0,215} = 80 \cdot 2,87^{0,215} = 80 P.$$

Находим значение P :

$$\ln P = 0,215 \ln 2,87 = 0,227; \quad P = 1,48.$$

$$\text{Следовательно, } \rho_\vartheta = 80 \cdot 1,48 = 118,4 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Вычисляем расчетное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя. Предварительно находим коэффициент A , поскольку $0 \leq t_{omn} \leq 0,1$

$$A = 0,444 - 0,84 t_{omn} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,0316 = 0,417;$$

тогда:

$$R_H = A \frac{\rho_\vartheta}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_\vartheta}{L_G + L_B} = 0,417 \cdot \frac{118,4}{183,3} + \frac{118,4}{733,2 + 370} = 0,38 \text{ Ом}.$$

6) Общее сопротивление заземлителя подстанции (с учетом сопротивления естественного заземлителя):

$$R_3 = R_H R_e / (R_H + R_e) = 0,38 \cdot 0,75 / (0,38 + 0,75) = 0,239 \text{ Ом.}$$

7) Определяем потенциал заземляющего устройства в аварийный период:

$$\varphi_{3Y} = I_3 R_3 = 9,801 \cdot 0,239 = 2,34 \text{ кВ.}$$

этот потенциал допустим, так как он меньше 10 кВ.

Таким образом, искусственный заземлитель подстанции должен быть выполнен из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов

сечением 4x40 мм общей длиной не менее 733,2 м и вертикальных стержневых в количестве не менее 74 шт. диаметром 12 мм, длиной по 5 м, размещенных по периметру заземлителя по возможности равномерно, т. е. на одинаковом расстоянии один от другого; глубина погружения электродов в землю 0,8 м.

3.4 Расчет искусственного освещения в помещении ОПУ

Расчет искусственного освещения помещения ОПУ производим методом коэффициента использования.

Коэффициент использования светового потока определяется по СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» в зависимости от типа светильника, отражательной способности стен и потолка, размеров помещения, определяемых индексом помещения

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p \cdot (A+B)} = \frac{36 \cdot 18}{0,7 \cdot (36+18)} = 6,01$$

где i – индекс помещения;

A – длина помещения в плане, $A = 36$ м;

B – ширина помещения в плане, $B = 18$ м;

H – высота помещения в плане, $H = 4,5$ м.

H_p – высота рабочей поверхности, $H_p = 0,7$ м.

Индекс помещения учитывает влияние соотношения размеров и конфигурации помещения и высоты подвеса светильников над рабочей поверхностью.

Для помещения щитов управления при постоянном пребывании людей в помещении с наблюдением за щитом на расстоянии более 0,5 м:

– наименьшее значение освещённости для газоразрядных ламп –

150 лк;

- коэффициент запаса $k_3 = 1,5$;
- показатель ослеплённости $p = 40$;
- коэффициент пульсации $K_{\Pi} = 20 \%$.

Используем светильники типа ДРЛ 125 Вт с параметрами:

- длина 1540 мм;
- ширина 270 мм;
- высота 210 мм;
- масса 11,13 кг;
- исполнение по пылезащите – закрытое.

Коэффициент отражения поверхностей:

- потолка $p_{\Pi} = 70 \%$;
- стен $p_c = 50 \%$;
- рабочей поверхности $p_p = 10 \%$.

Коэффициент использования светового потока ламп $\eta = 0,56$.

Определим световой поток и число светильников для помещения ГЩУ

$$\Phi_{\Pi} = \frac{E_h \cdot S \cdot z \cdot k_3}{n \cdot \eta_k} = \frac{200 \cdot 648 \cdot 1,15 \cdot 1,3}{35 \cdot 0,56} = 9848 \text{ лк},$$

где E_h – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м^2 ;

z – коэффициент неравномерности освещения;

k_3 – коэффициент запаса;

n – число светильников в помещении;

η_k – коэффициент использования светового потока.

Для ламп накаливания и ДРЛ $z=1,15$.

Коэффициент k_3 устанавливается с учётом чисток светильников в год, по СНиП 23-05-95 принимаем $k_3 = 1,3$.

В помещении ОПУ необходимо установить пять светильников в три ряда, что изображено на рисунке 4.1.

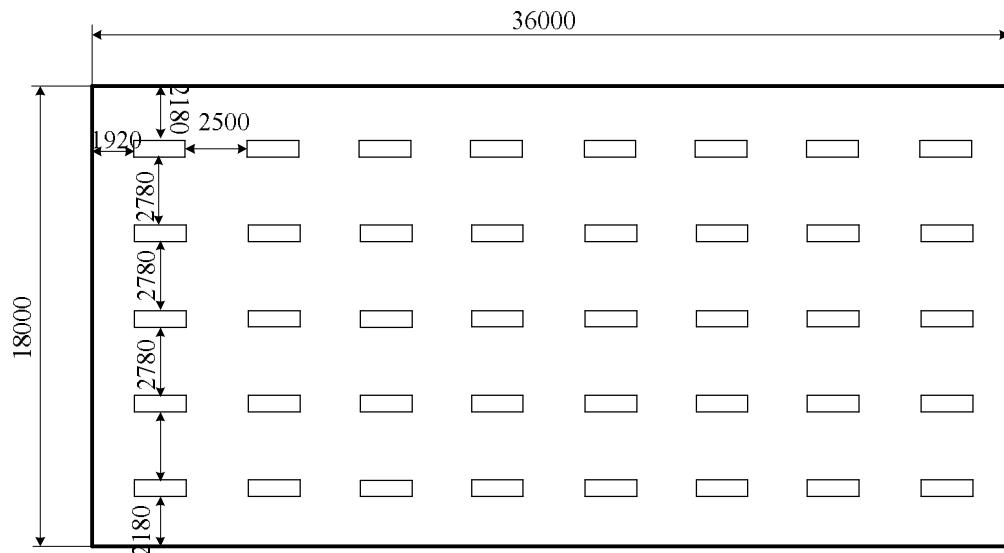


Рис. 4.1 Схема расположения светильников в помещении ОПУ.

3.5 Расчет воздухообмена помещений аккумуляторных ПС 110 кВ Ростов-на-Дону.

Помещение – АБ1:

Объем помещения – 80 м³.

По водороду:

- Количество выделяемого водорода от 1 батареи:

$$H_2 = 140 \text{ л/ч} = 0,140 \text{ м}^3/\text{ч} \text{ (по заданию)}$$

$$\gamma_{20^\circ C} = \frac{353}{273 + 20} = 1,205 \text{ кг/м}^3 \text{ (зима)}$$

$$\gamma_{31,1^\circ C} = \frac{353}{273 + 31,1} = 1,162 \text{ кг/м}^3 \text{ (лето)}$$

$$\gamma_{10^\circ C} = \frac{353}{273 + 10} = 1,247 \text{ кг/м}^3 \text{ (переходный период)}$$

- Переходный период, t_{p.3}=+10°C

Вес водорода:

$$H_2 = 1,247 \times 0,0695 = 0,0867 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \text{ где}$$

0,0695 – плотность водорода к воздуху.

- Заданная масса водорода, поступающего в помещение в мг/ч.

$$m = 0,140 \times 0,0867 \times 10^6 = 12040 \text{ мг/ч}$$

- Количество воздуха:

$$L_{H_2} = \frac{m}{0,1(q_{kn} - q_{npum})}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$q_{kn}=3,4 \text{ г/м}^3=3400 \text{ мг/м}^3$$

$$q_{npum} \leq 0,3 \text{ НКПРП}$$

$$L_{H_2} = \frac{12040}{0,1 \times 3400 - 0,3 \times 0,1 \times 3400} = 51 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Т.к. необходимый объем воздуха для разбавления вредностей получился менее 1 крат, то принимаем постоянно-действующую естественную вентиляцию в объеме 1 крата (ВЕ1, ВЕ2 L=80 м³/ч) из верхней зоны.

3.6 Пожарная безопасность.

Опасность воспламенения электроустановок на районной подстанции 110/10/6 кВ обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов. Горючей является изоляция обмоток трансформаторов, различных электромагнитов (контакторы, реле, контрольно-измерительные приборы), проводов и кабелей.

Опасной в отношении пожара является изоляция проводов (резина, бумага, полиэтилен и др.) и кабелей. Возможные лаки и компаунды, изоляционное (трансформаторное масло), битум, канифоль, сера и ряд других электроизоляционных и конструкционных материалов являются горючими и пожароопасными.

На площадке открытого распределительного устройства данной подстанции находятся два масляных трансформатора, представляющие наибольшую пожарную опасность. В них возможно межвитковое короткое замыкание, в результате которого в части обмотки возникает настолько большой ток, что изоляция быстро разлагается с выделением горючих газов. При отсутствии надлежащей релейной защиты или же её отказе не исключен взрыв газовой смеси с разрушением стенок кожуха и последующим выбросом горящего масла

Очень опасны в пожарном отношении кабели высокого напряжения с бумажной изоляцией, пропитанной компаундом, содержащим минеральное масло, проложенные открыто в помещениях или в кабельных сооружениях.

Загорание изоляции кабеля возможно при длительном прохождении токов перегрузки и коротких замыканиях при отказе токовой защиты.

Для обеспечения требований пожарной безопасности зданий и сооружений при проектировании систем отопления и вентиляции предусматриваются следующие мероприятия:

- автоматическое отключение электроотопления, вентиляции и кондиционирования при пожаре по сигналу систем пожарной сигнализации;
- воздуховоды предусмотрены из негорючих материалов;
- для предотвращения перетекания воздуха во время пожара на воздуховодах в местах пересечения стен устанавливаются противопожарные клапаны;
- на трансформаторах предусматривается установка противопожарной;
- системы, которая предотвращает взрывы и пожары трансформаторов.

3.7 БЖД в ЧС

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, характеризующаяся резким нарушением установившегося процесса или явления и оказывающая значительное отрицательное воздействие на жизнедеятельность людей, функционирование экономики, социальную сферу и природную среду. В мирное время ЧС могут возникать в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, экологических бедствий, диверсий или фактов военно-политического характера.

Возможные источники ЧС природного характера и мероприятия по инженерной защите на территории подстанции.

Таблица 8.1. Источники ЧС природного характера.

Источники ЧС	Мероприятия по инженерной защите, предусмотренные проектом и существующие на объекте
1. Сильный ветер со скоростью 25 м/с и более	Элементы и строительные конструкции рассчитаны на восприятие ветровых нагрузок, характерных для района расположения объекта. Значения нормативных ветровых с учетом повышающих коэффициентов
2. Экстремальные атмосферные осадки в виде снега	Конструкции этажерок и кровли зданий рассчитаны на восприятие сугробовых нагрузок
3. Гроза	Стальные конструкции и аппараты заземляются с контуром молниезащиты не менее чем в двух точках
4. Морозы	Производительность системы отопления помещений и обогрева аппаратов, трубопроводов рассчитаны исходя из условий температуры наружного воздуха. Для основных конструкций применена хладостойкая сталь исходя из абсолютной минимальной температуры наружного воздуха. Трубопроводы с замерзающими жидкостями имеют путевые теплоспутники и изолируются от теплопотерь
5. Гололед	Для предотвращения негативных воздействий на персонал необходимо предусмотреть дополнительные емкости для песка. Необходима своевременная очистка территории и дорог от снега и гололедов

Таким образом, можно сделать вывод, что источники ЧС природного характера, которые возможны на территории подстанции, могут нанести ущерб самому объекту и технологическим системам, направленным на обеспечение безопасности эксплуатации, поэтому инженерные мероприятия по максимальному снижению негативных воздействий рассмотренных опасных погодных явлений носят обоснованный характер.

4. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В РЕКОНСТРУКЦИЮ ПС 110/10/6КВ

4.1 Основы методики оценки эффективности инвестиций

Система показателей и критериев экономической эффективности инвестиций

В основной части дипломного проекта производится выбор варианта из нескольких возможных, то есть производятся расчеты *сравнительной экономической эффективности*. В организационно-экономической части следует оценить *абсолютную эффективность* инвестиций в выбранный вариант.

Для оценки абсолютной эффективности капитальных вложений используются простые и интегральные критерии оценки экономической эффективности

Простые методы оценки экономической эффективности инвестиций не учитывают всю продолжительность срока жизни проекта и неравнозначность денежных потоков. Эти методы достаточно широко распространены и применяются в основном для экспресс-оценки проектов на предварительных стадиях разработки. К таким критериям относятся:

- простая норма прибыли или простая норма рентабельности (ПНП);
- простой срок окупаемости капитальных вложений.

Простая норма прибыли определяется как отношение чистой прибыли $\Pi_{\text{ч},t}$ к суммарным инвестициям K

$$R = \frac{\Pi_{\text{ч},t}}{K}$$

Величина чистой прибыли $\Pi_{\text{ч},t}$ численно равна балансовой прибыли $\Pi_{\text{б},t}$ за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль H_t :

$$\Pi_{\text{ч}_t} = \Pi_{\delta_t} - H_t = (O_{p_t} - I_t) - H_t = \Pi_{\delta_t} (1 - \alpha_{\text{нал}})$$

где O_{p_t} – стоимостная оценка результатов деятельности объекта (объем реализованной продукции в год t); I_t - суммарные эксплуатационные издержки в год t ; $\alpha_{\text{нал}}$ – ставка налога на прибыль, 0,2 (20 %).

Расчетная величина ПНП сравнивается с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, ценным бумагам, депозитным вкладам).

Простой срок окупаемости капитальных вложений ($T_{ок.п}$)

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_{\text{п}}}^{T_{\text{ок.п}}} (O_{p_t} - I'_t - H_t) = \sum_{t=t_{\text{п}}}^{T_{\text{ок.п}}} (\Pi_{\text{ч}_t} + I_{a_t}),$$

где t_c и $t_{\text{п}}$ – соответственно срок завершения инвестиций (окончания строительства) и момент начала производства; K_t – величина инвестиций в год t ; I'_t – суммарные эксплуатационные издержки без амортизационных отчислений; I_{a_t} - амортизационные отчисления на реновацию.

При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле

$$T_{окп} = K / (\Pi_{\text{ч}_t} + I_{a_t})$$

Интегральные (динамические) критерии экономической эффективности инвестиций оперируют с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В интегральных критериях также могут быть учтены прогнозируемые темпы инфляции. В интегральных критериях расходы и доходы, разнесенные по времени, приводятся к одному (базовому) моменту

времени. Базовым моментом времени обычно является дата начала реализации проекта или дата начала производственной деятельности.

Используется ряд показателей:

- чистый доход (ЧД);
- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД);
- внутренняя норма доходности (ВНД);
- дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений ($T_{ок.д.}$).

Чистый доход это разность между притоками и оттоками денежных средств за срок жизни проекта

$$ЧД = \sum_t^T (O_{p t} - I_t' - H_t - K_t + K_{лик t}) = \sum_t^T (\Pi_{ч t} + I_{a t} - K_t + K_{лик t}),$$

где T_p - расчетный период (срок жизни проекта), лет; $K_{лик t}$ - ликвидационная стоимость объекта.

Для каждого года расчетного периода чистый доход, таким образом, представляет собой *номинальный денежный поток НДП*, то есть разность между притоком и оттоком денежных средств.

Чистый дисконтированный доход определяется дисконтированием чистого дохода. Дисконтирование разновременных затрат и результатов осуществляется с помощью коэффициента приведения

$$k_{пр t} = (1+E)^{T_{пр}-t},$$

где E – норматив дисконтирования (ставка доходности); $T_{пр}$ – год приведения.

Чистый дисконтированный доход определяется:

- в общем случае

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \text{ЧД}_t \cdot k_{\text{пр}t} = \sum_t^T \text{ЧД}_t (1+E)^{T_{\text{пр}} - t}$$

- при приведении к началу расчетного периода ($T_{\text{пр}}=0$):

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \text{ЧД}_t \cdot k_{\text{пр}t} = \sum_t^T \text{ЧД}_t (1+E)^{-t}$$

- при выделении денежных потоков в период эксплуатации и в период строительства формула (5.8) примет вид

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T (\Pi_q + I_a)_t \cdot k_{\text{пр}t} - \sum_t^T K_t \cdot k_{\text{пр}t}$$

- при неизменности денежных потоков по годам ЧДД определяется через сумму коэффициентов дисконтирования D_s по формуле

$$\text{ЧДД} = (\Pi_q + I_a) D_s - K.$$

При этом D_s определяется по специальным таблицам или по формулам.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие $\text{ЧДД} > 0$.

Индекс доходности инвестиций определяется отношением дисконтированных положительных денежных потоков за расчетный период к дисконтированной величине инвестиций:

$$ИД = \frac{\sum_t^T (\Pi_{\text{ч}} + И_a)_t \cdot k_{\text{пр}t}}{\sum_t^T K_t \cdot k_{\text{пр}t}} = 1 + \frac{\text{ЧДД}}{\sum_t^T K_t \cdot k_{\text{пр}t}}.$$

Поскольку это относительный показатель, он может использоваться при сравнении вариантов с разной величиной инвестиций, при ранжировании проектов.

Внутренняя норма доходности объекта характеризует норму дисконтирования E , при которой ЧДД равен нулю. Используется в том случае, когда еще неизвестен источник финансирования.

Внутренняя норма доходности объекта в этом случае определяется из выражения

$$\sum_t^T \text{ЧД}_t (1+E_{\text{вн}})^{T_{\text{пр}}-t} = 0,$$

где $E_{\text{вн}}$ – внутренняя норма доходности, являющаяся в данном случае искомой величиной и обеспечивающая справедливость равенства.

ВНД может быть определена по формуле:

$$\text{ВНД} = E_{\text{вн}} = E_1 + \frac{\text{ЧДД}_1}{\text{ЧДД}_1 - \text{ЧДД}_2} (E_2 - E_1),$$

где ЧДД₁ – положительное значение чистого дисконтированного дохода при меньшей ставке доходности E_1 ; ЧДД₂ – отрицательное значение чистого дисконтированного дохода при большей ставке доходности E_2

При равенстве денежных потоков по годам расчетного периода ВНД может определяться по специальным таблицам.

Дисконтированный срок окупаемости затрат характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта. Определяется при условии, что ЧДД равен нулю, из выражения

$$\sum_t^{T_{\text{ок.д}}} \text{ЧД}_t \cdot k_{\text{пр}t} = 0,$$

где $T_{\text{ок.д}}$ – последний год периода, после которого величина чистого дохода, определяемая с фиксированной нормой дисконта E , приобретает положительное значение – искомая величина.

При приведении доходов и расходов к моменту начала вложения инвестиций срок окупаемости будет включать в себя и срок строительства.

Критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение: $T_{\text{ок}} < T_{\text{приемл}}$, где $T_{\text{приемл}}$ – приемлемый срок окупаемости.

Особенности экономического обоснования проектов развития электрических сетей

По своему назначению электросетевые объекты могут быть подразделены на сооружаемые для:

- 1) выдачи мощности электростанций;
- 2) увеличения пропускной способности участков сети в связи с ростом перетоков;
- 3) усиления электроснабжения узлов нагрузки и внешнего электроснабжения потребителей;
- 4) сокращения потерь электроэнергии в сети;

5) повышения надежности электроснабжения.

Практически каждый объект выполняет несколько из перечисленных функций. Основной фактор обоснования экономической эффективности для всех групп объектов 1-5 – это возможность увеличения реализации электроэнергии потребителям и, как следствие, образование дополнительной прибыли в энергокомпании.

Как правило, сооружаемые объекты относятся к группам 1-3, для которых характерно, что ввод их приводит к увеличению пропускной способности сети. В результате обеспечивается передача дополнительной электроэнергии потребителям и образование прибыли в энергокомпании.

Определение эффективности капитальных вложений в объекты групп 4 и 5 сводятся к тому, что сокращение потерь или снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии соответствует увеличению реализации и, как следствие, увеличению прибыли в энергосистеме.

Стоимостная оценка результата сооружения электрической сети определяется по формуле

$$O_{pt} = T_e(W - \Delta W) + \Delta \Pi,$$

где T_e – средневзвешенный тариф на транспортировку электроэнергии в данной энергосистеме; W – дополнительное поступление электроэнергии в сеть, обусловленное сооружением электросетевого объекта; ΔW – изменение потерь в сети; $\Delta \Pi$ – увеличение прибыли за счет повышения надежности и других факторов, влияющих на экономический эффект.

Дополнительное поступление электроэнергии в сеть определяется по присоединяемой нагрузке P и числу часов использования максимума T_{max}

$$W = P \cdot T_{max}.$$

- если сооружаемый объект предназначен для выдачи мощности электростанции или внешнего электроснабжения узла нагрузки по радиальной схеме, то значение W соответствует энергии, поступившей в данный объект, а ΔW – потери электроэнергии в этом объекте (ВЛ, ПС);
- если объекты сооружаются в замкнутой цепи, и их ввод приводит к перераспределению потоков мощности в действующих элементах сети, то W соответствует дополнительной электроэнергии, которая будет поступать в сеть рассматриваемого района в связи с вводом проектируемых объектов, а ΔW – изменение потерь в этой сети (с соответствующим знаком):

$$W = \Delta W'' - \Delta W',$$

где $\Delta W'$ – потери в сети после ввода объекта; $\Delta W''$ – потери в сети до ввода объекта (без учета дополнительной передачи электроэнергии).

Увеличение прибыли ΔP может быть вызвано *повышением надежности* электроснабжения, которое оценивается либо *снижением ущерба от недоотпуска электроэнергии*, либо изменением договорного тарифа, зависящего от заданной надежности.

Снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии оценивается исходя из *удельного ущерба* $90\text{--}120 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$.

На увеличение прибыли также влияет топливный и мощностной эффекты, возникающие в результате оптимизации режима работы электростанций, объединяемых на параллельную работу сетью: снижение расхода топлива на производство единицы электроэнергии и максимума нагрузки энергосистемы.

4.2 Определение капитальных вложений в развитие сети

Капитальные вложения определяются суммой стоимостей объектов или их элементов, сооружаемых в соответствующем году расчетного периода.

Капитальные вложения могут быть определены следующими методами:

1. Стоимость строительства оценивается сметой – пределом затрат на сооружение объекта. Сметы бывают *объектные* (для отдельных видов работ и затрат) и *сводные*. Сводная смета содержит затраты на строительные работы, оборудование, монтажные и прочие работы, которые вычисляются в соответствии с данными проекта по составу оборудования и объему работ. Основа расчета смет: цены на оборудование, нормы и расценки на строительные и монтажные работы, тарифы на транспортировку, накладные расходы (необходимые для организации и управления строительством), плановые накопления.

В дипломных проектах могут использоваться данные локальных сметных расчетов, которые определены в ценах года разработки проекта. Для определения инвестиций в ценах 2012 г. используются индексы-дефляторы, представленные ниже:

На предпроектных стадиях (схема, ТЭО, ТЭР) расчет капитальных вложений выполняется по укрупненным стоимостным показателям УСП. УСП разработаны на основе прейскурантов и тарифов 2000 г.

Для перехода от цен 2000 г. к ценам 2012 г. Использую коэффициент-дефлятор $J = 5,094$.

2. По данным заводов-изготовителей ($K_{об}$) с учетом затрат на транспортировку оборудования ($K_{тр}$) и затрат на строительно-монтажные работы ($K_{стр}$)

$$K = K_{об} + K_{тр} + K_{стр}.$$

В расчетах можно принять:

- затраты на транспортировку - 15-20 % от стоимости оборудования;

- строительно-монтажные работы – 30-50 % от стоимости оборудования.

При таком методе расчет капитальных вложений осуществляется по *всем единицам оборудования*.

Капиталовложения в сооружение, реконструкцию и расширение электрической части электрических станций включают две составляющие:

- затраты на сооружение силовой части электрической станции;
- затраты на сооружение схемы выдачи мощности электрической станции.

Капитальные вложения в реконструкцию ПС

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс. руб.	Расчет	Сметная стоимость в текущих ценах, млн руб.
Трансформаторы(110 кВ)	1	11125	11125	11,125·5,094	56,67
Выключатели:					
110	1	15000	15000	15·5,094	76,41
Постоянная часть затрат			0,4·40500	24,3·5,094	123,78
<i>Всего базовая стоимость</i>					256,87
<i>Базовая стоимость с учетом зонального коэффициента (1)</i>				256,87·1	256,87
Затраты на ПИР, благоустройство и пр.(15,5 %)				0,155·256,87	39,8
<i>Капитальные вложения в ПС</i>					297,93

Общая стоимость реконструкции подстанции составила в ценах 2012 г. 297,93 млн руб.

4.3 Расчет эксплуатационных затрат на передачу и распределение электроэнергии

Годовые эксплуатационные расходы (ежегодные постоянные издержки) определяются по формулам

$$I_t = I_{обс} + I_{ат},$$

при этом затраты на обслуживание и амортизационные отчисления принимаются укрупнено в процентах от капитальных вложений

$$I_a = \alpha_{a\text{ ПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (2) \quad I_{обс} = \alpha_{обс\text{ ПС}} \cdot K_{\text{ПС}},$$

где $\alpha_{a\text{ ПС}}$ – норма амортизационных отчислений на реновацию ПС;

$K_{\text{ПС}}$ - инвестиции (величина капитальных вложений в ПС);

$\alpha_{обс\text{ ПС}}$ – норма отчислений на обслуживание и ремонт ПС.

Для затрат на обслуживание применяются такие же уровни инфляции, что и для тарифа на передачу электроэнергии.

Стоимостная оценка результатов реконструкции подстанции выражается в увеличении дохода от передачи дополнительно отпущененной электроэнергии:

$$O_p = T(W - \Delta W) + \Delta \Pi,$$

где T – тариф на передачу электроэнергию 0,9 руб./ кВт·ч.;

W – дополнительный отпуск электроэнергии в связи с подключением нагрузок к ПС, млн кВт·ч;

ΔW – изменение потерь, млн кВт·ч (коэффициент потерь k принят в расчете 5 %);

$\Delta \Pi$ – увеличение прибыли за счет повышения надежности трансформаторов (в расчете не учитывается).

Дополнительный отпуск электроэнергии в связи с подключением нагрузок Р определяется в зависимости от числа часов использования максимума Тmax:

$$W = P \cdot T_{max}.$$

При расчете выручки от реализации электроэнергии учтены прогнозируемые темпы инфляции (см. табл. 1).

Балансовая прибыль от передачи электроэнергии определена по формуле:

$$\Pi = O_p - I.$$

Чистая прибыль определена исходя из ставки налога на прибыль $\alpha_h = 20\%:$

$$\Pi_c = \Pi(1 - \alpha_h).$$

4.4 Расчет показателей экономической эффективности инвестиций с учетом инфляции

При реконструкции подстанции меняются трансформаторы ТРДН-40000/110, $S=40$ МВА и $P=S \cdot \cos\phi = 40 \cdot 0,8 = 32$ МВт

В расчете рассматривается нарастание нагрузки и инфляция по годам расчетного периода.

Присоединяемая нагрузка задана от 25 до 32 МВт.

Для второго и третьего годов расчетного периода (1-го и 2-го годов эксплуатации):

- количество электроэнергии, принятой в сеть

$$W_2 = P_2 \cdot T_{max} = 25 \cdot 6300 = 157,5 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч};$$

$$W_3 = P_3 \cdot T_{max} = 26 \cdot 6300 = 163,8 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч};$$

- потери электроэнергии

$$\Delta W_2 = k_{\text{пот}} \cdot W_2 = 0,05 \cdot 157,5 = 7,875 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_3 = k_{\text{пот}} \cdot W_3 = 0,05 \cdot 163,8 = 8,19 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч};$$

– доход от передачи отпущененной электроэнергии (тариф принимается с учетом индекса расчетной инфляции, для второго года 1,09; для третьего года 1,188 – из табл. 1)

$$O_{p2} = T_2(W_2 - \Delta W_2) = 0,9 \cdot 1,09 \cdot (157,5 - 7,875) = 146,78 \text{ млн руб.};$$

$$O_{p3} = T_3(W_3 - \Delta W_3) = 0,9 \cdot 1,188 \cdot (163,8 - 8,19) = 166,39 \text{ млн руб.};$$

- ежегодные постоянные издержки

$$I_2 = I_{a2} + I_{обсл2} = 0,044 \cdot 297,93 + 0,059 \cdot 1,09 \cdot 297,93 = 13,11 + 19,16 = 32,269 \text{ млн руб.};$$

$$I_3 = I_{a3} + I_{обсл3} = 0,044 \cdot 297,93 + 0,059 \cdot 1,188 \cdot 297,93 = 13,11 + 19,16 = 35,664 \text{ млн руб.}$$

- балансовая прибыль от реализации электроэнергии

$$\Pi_2 = O_{p2} - I_{n2} = 146,78 - 32,269 = 114,51 \text{ млн руб.}$$

$$\Pi_3 = O_{p3} - I_{n3} = 166,39 - 35,664 = 130,73 \text{ млн руб.}$$

- чистая прибыль от реализации электроэнергии

$$\Pi_{q2} = \Pi_2(1 - \alpha_n) = 114,51 \cdot (1-0,2) = 91,61 \text{ млн руб.}$$

$$\Pi_{q3} = \Pi_3(1 - \alpha_n) = 130,73 \cdot (1-0,2) = 104,58 \text{ млн руб.}$$

Номинальный денежный поток (или чистый доход):

- для первого года НДП₁ = ЧД₁ = -К = -297,93 млн руб.
- для второго года

$$НДП_2 = \Pi_{q2} + I_{a2} = 91,61 + 13,11 = 104,72 \text{ млн руб.}$$

- для третьего года

$$НДП_3 = \Pi_{q3} + I_{a3} = 104,58 + 13,11 = 117,69 \text{ млн руб.}$$

Номинальный денежный поток нарастающим итогом:

- для одного года НДП_{сумм} = НДП₁ = -297,93 млн руб.
- для двух лет

$$НДП_{сумм} = НДП_1 + НДП_2 = -297,93 + 104,72 = -193,21 \text{ млн руб.}$$

- для трех лет

$$НДП_{сумм} = НДП_2 + НДП_3 = -193,21 + 117,69 = -75,52 \text{ млн руб.}$$

Простой срок окупаемости определяется моментом перехода из (-) в (+) по строке «Номинальный денежный поток нарастающим итогом», для более точного определения используется интерполяция:

- от начала расчетного периода

$$T_{окп} = 3 + \frac{|-75.52|}{51.38 - (-75.52)} = 3.595 \text{ г. ;}$$

- от начала эксплуатации $T_{ок. п} = 2,595 \text{ г.}$

Дисконтирование осуществлено при ставке доходности Е=13 %.

для первого года:

коэффициент приведения

$$k_1 = (1 + E)^{T_{np} - t} = (1 + 0,13)^{0-1} = 0,885$$

дисконтированный денежный поток

$$\Delta\text{ДП}_1 = \text{НДП}_1 \cdot k_1 = -297,93 \cdot 0,885 = -263,655 \text{ млн руб.};$$

для второго года:

коэффициент приведения

$$k_2 = (1 + E)^{T_{np} - t} = (1 + 0,13)^{0-2} = 0,783;$$

дисконтированный денежный поток

$$\Delta\text{ДП}_2 = 104,72 \cdot 0,783 = 82,01 \text{ млн руб.}$$

для третьего года:

коэффициент приведения

$$k_3 = (1 + E)^{T_{np} - t} = (1 + 0,13)^{0-3} = 0,693;$$

дисконтированный денежный поток

$$\Delta\text{ДП}_3 = 117,69 \cdot 0,693 = 81,57 \text{ млн руб.}$$

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом определяется аналогично номинальному денежному потоку нарастающим итогом.

Динамический срок окупаемости определяется моментом перехода из (-) в (+) по строке «Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом», для более точного определения используется интерполяция (аналогично определению $T_{ок. п.}$):

– от начала расчетного периода $T_{ок.д} = 4,287 \text{ г.};$

- от начала эксплуатации $T_{\text{ок.д}} = 3,287$ г.

Чистый доход за расчетный период 17 лет составляет 2914,42 млн руб., а чистый дисконтированный доход 726,44 млн руб.

Индекс доходности:

$$ИД = \frac{\sum_t^{T_p} (\Pi_q + I_a)_t \cdot k_{\text{ппт}}}{\sum_t^{T_p} K_t \cdot k_{\text{ппт}}} = 1 + \frac{\text{ЧДД}}{\sum_t^{T_p} K_t \cdot k_{\text{ппт}}} = 1 + \frac{726.44}{263.655} = 3.755 \frac{\text{руб.}}{\text{руб.}}$$

Внутренняя норма доходности:

- зададимся большей ставкой доходности $E=45\%$, при которой ЧДД<0 (расчет в MicrosoftExcel)

$$\text{ВНД} = E_1 + \frac{\text{ЧДД}_1}{\text{ЧДД}_1 - \text{ЧДД}_2} (E_2 - E_1) = 13 + \frac{726.44}{726.44 - (-3.416)} (45 - 13) = 44.85.$$

- уточним при $E_1=44\%$ и $E_2=45\%$

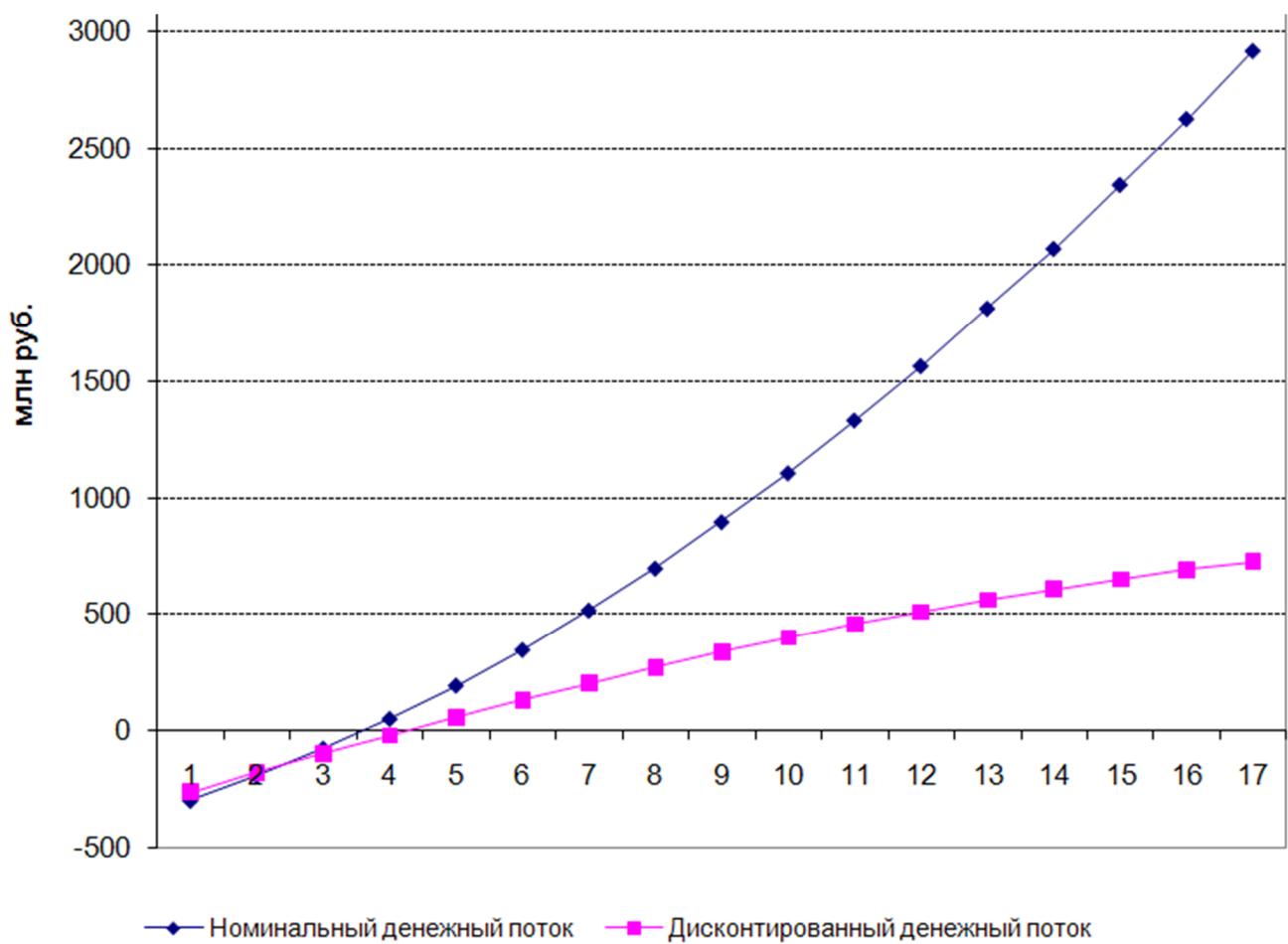
$$\text{ВНД} = 44 + \frac{2.048}{2.048 - (-3.416)} (45 - 44) = 44.375\%.$$

Расчет произведен в MicrosoftExcel. В расчете использованы как простые (статические), так и динамические показатели (интегральные). Результаты расчета при $E=13\%$ представлены в табл. 3 и на рис. 1. Результаты расчета для двух вариантов ставки доходности приведены ниже:

Наименование показателей	Величина показателя	
	при E=13 %	при E=20 %
Простой (статический) срок окупаемости инвестиций) от начала эксплуатации, лет		3,595
То же, от начала расчетного периода		2,595
Дисконтированный срок окупаемости от начала эксплуатации, лет	3,29	3,8
Чистый доход, млн руб.		2914,42
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	726,44	370,03
Индекс доходности, руб./руб.	2,793	2,49
Внутренняя норма доходности, %		44,375%

Выводы: Проведенные расчеты показали, что при принятых условиях инвестиции в реконструкцию подстанции 220кВ экономически целесообразны. Инвестиции окупаются за приемлемый срок 3,595 года (простой срок окупаемости от начала эксплуатации).

При этом не учитывалось повышение надежности.



Годы		Сумма	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Присоединяемая нагрузка	МВт		25	26	26	27	27	28	28	29	29	30	30	31	31	32	32	32	
Число часов использования максимума	ч		6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300	
Коэффициент потерь	%		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Норма амортизационных отчислений																			
ПС	%		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
ВЛ	%																		
КЛ	%																		
Постоянные эксплуатационные издержки																			
ПС	%		5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	
ВЛ	%																		
КЛ	%																		
Составляющая тарифа, относимая на ПС	руб/кВт·ч		0,9																
Ставка налога на прибыль	%		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Год приведения затрат			0																
Норма дисконта	отн.ед.		0,13																
Расчётный уровень инфляции на тариф	%			9	9	8	8	7	7	6	6	5	4	3	3	3	3	3	
Индекс расчётной инфляции				1,090	1,090	1,080	1,080	1,070	1,070	1,060	1,060	1,050	1,040	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	
То же, базисный				1,090	1,188	1,283	1,386	1,483	1,587	1,682	1,783	1,872	1,947	2,005	2,065	2,127	2,191	2,257	2,324
Тариф с учётом инфляции	руб/кВт·ч		0,9	0,98	1,07	1,15	1,25	1,33	1,43	1,51	1,60	1,68	1,75	1,80	1,86	1,91	1,97	2,03	2,09

Годы		Сумма	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Количество электроэнергии, принятой в сеть	млн кВт·ч		157,5	163,8	163,8	170,1	170,1	176,4	176,4	182,7	182,7	189	189	195,3	195,3	201,6	201,6	201,6	
Потери электроэнергии	млн кВт·ч		7,875	8,19	8,19	8,505	8,505	8,82	8,82	9,135	9,135	9,45	9,45	9,765	9,765	10,08	10,08	10,08	
Полезная отпущененная электроэнергия	млн кВт·ч		149,625	155,61	155,61	161,595	161,595	167,58	167,58	173,565	173,565	179,55	179,55	185,535	185,535	191,52	191,52	191,52	
Выручка от реализации электроэнергии	млн руб.		146,78	166,39	179,70	201,54	215,65	239,29	253,65	278,47	292,40	314,58	324,02	344,86	355,21	377,67	389,00	400,67	
Необходимые капиталовложения	млн. руб.	297,93																	
в том числе: оборудованте ПС	млн. руб.	297,93																	
ВЛ	млн. руб.																		
КЛ	млн. руб.																		
Накопленные капиталовложения	млн. руб.	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	
в том числе: оборудованте ПС	млн. руб.	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	
ВЛ	млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
КЛ	млн. руб.																		
Основные фонды	млн. руб.		297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	
в том числе: оборудованте ПС	млн. руб.		297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	297,93	
ВЛ	млн. руб.		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
КЛ	млн. руб.																		
Ежегодные постоянные издержки	млн. руб.		32,269	35,664	37,468	39,173	40,998	42,671	44,445	46,012	47,328	48,35	49,41	50,50	51,62	52,78	53,97	53,968	
в том числе: на обслуживание	млн. руб.		19,160	22,555	24,359	26,065	27,889	29,562	31,336	32,903	34,219	35,246	36,303	37,392	38,514	39,669	40,859	40,859	
ПС 5,9 %	млн. руб.		19,160	22,555	24,359	26,065	27,889	29,562	31,336	32,903	34,219	35,246	36,303	37,392	38,514	39,669	40,859	40,859	
ВЛ 0,8 %	млн. руб.		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
КЛ	млн. руб.																		
амортизационные отчисления	млн. руб.		13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	
ПС 4,4 %	млн. руб.		13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	13,109	
ВЛ 2,0 %	млн. руб.		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
КЛ	млн. руб.																		
Прибыль, подлежащая налогообложению			114,51	130,73	142,24	162,37	174,65	196,62	209,21	232,46	245,07	266,22	274,60	294,36	303,58	324,89	335,03	346,70	

	Ед.изм.	Годы расчётного периода																	17
		Сумма	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	0	146,78	166,39	179,70	201,54	215,65	239,29	253,65	278,47	292,40	314,58	324,02	344,86	355,21	377,67	389,00	400,67	
Прибыль, подлежащая налогообложению	млн. руб.		114,51	130,73	142,24	162,37	174,65	196,62	209,21	232,46	245,07	266,22	274,60	294,36	303,58	324,89	335,03	346,70	
Налог на прибыль	млн. руб.		22,90	26,15	28,45	32,47	34,93	39,32	41,84	46,49	49,01	53,24	54,92	58,87	60,72	64,98	67,01	69,34	
Чистая прибыль	млн. руб.		91,61	104,58	113,79	129,90	139,72	157,30	167,37	185,97	196,06	212,98	219,68	235,49	242,87	259,91	268,02	277,36	
Номинальный денежный поток	млн. руб.	-297,93	104,72	117,69	126,90	143,01	152,83	170,41	180,47	199,08	209,16	226,09	232,79	248,60	255,98	273,02	281,13	290,47	
То же, нарастающим итогом	млн. руб.	2914,42	-297,93	-193,21	-75,52	51,38	194,38	347,22	517,62	698,10	897,18	1106,34	1332,43	1565,22	1813,82	2069,80	2342,82	2623,95	2914,42
Простой срок окупаемости	лет																		
Дисконтированные показатели																			
Коэффициент дисконтирования			0,885	0,783	0,693	0,613	0,543	0,480	0,425	0,376	0,333	0,295	0,261	0,231	0,204	0,181	0,160	0,141	0,125
Дисконтированный денежный поток	млн. руб.		-263,655	82,01	81,57	77,83	77,62	73,41	72,43	67,89	66,27	61,62	58,94	53,71	50,75	46,25	43,65	39,78	36,37
То же, нарастающим итогом	млн. руб.	726,440	-263,655	-181,64	-100,08	-22,25	55,37	128,78	201,21	269,10	335,37	396,99	455,93	509,63	560,39	606,64	650,29	690,07	726,44
Динамический срок окупаемости	лет																		
Индекс доходности	руб./руб.	2,793																	

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте разработана электрическая часть П/ст 110/10/6 кВ.

К установке приняты два трансформатора типа ТРТН-40000/110УХЛ1.

Токи короткого замыкания на шинах 110 кВ составляют $I^{(3)}=4580\text{A}$ и $I^{(I)}=4690\text{A}$, на шинах 10 кВ составляют $I^{(3)}=16458\text{A}$, на шинах 10 кВ составляют $I^{(3)}=23043\text{A}$.

Произведён выбор и проверка аппаратов ОРУ-110 кВ, РУ-100 кВ и на напряжении 6 кВ.

В общей части также рассмотрены вопросы устройства релейной защиты автотрансформатора ТРТН-40000/110/35/6.

В спец. части разработаны технические мероприятия по эксплуатации дугогасительных реакторов РДМР.

В главе “Разработка вопросов обеспечения безопасности жизнедеятельности” выявлены вредные производственные факторы: идентификация и оценка опасных и вредных производственных факторов на ГТЭС, технические и организационные мероприятия по снижению негативных факторов. Выполнен расчет заземляющего устройства ОРУ – 110 кВ.

В главе “Экономика и организация производства” был произведен расчет капитальных вложений в расширение подстанции. Полученные показатели соответствуют среднеотраслевым данным.

6. Список литературы

1. Тарамалы Л.З., Шихкеримов И.А., Галкин А.И., Тютин А.В. Методическое указание к контрольным и курсовым работам. 2-е издание.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций(1987 г.)
3. ТУ 16.К71-335-2004
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов.
5. Б.Н.Неклепаев «Электрическая часть станций»: Учебник для вузов.- 2-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат
6. «Основы проектирования релейной защиты электрических систем». А.В. Дьяков, В.В. Платонов.-М.: Энергия, 1974
7. Руководящие указания по релейной защите. Вып.5. Защита блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор. М.: Энергия,1963
8. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л.Файбисовича .-М.:Изд-во НЦ ЭНАС
9. Охрана труда в электроустановках: Учеб. Под ред. Князевского Б.А.-3-е изд. Перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1983
10. Казьмина Г.В., Новиков С.И. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию по курсу «Безопасность жизнедеятельности»
11. Пономарева Н.А., Пономарев Н.Р., Отверченко Л.Ф. Экономика и управления системами энергоснабжения: уч. пособие / ЮРГТУ (НПИ), 2010г. – 130 с
12. Пономарева Н.А., Отверченко Л.Ф. Оценка экономической эффективности инвестиций в развитие электрических сетей: учебно-методическое пособие / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. (НПИ) – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2011. – 104 с.

Приложение А

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА :

Имя сети : SMETANKI

Число узлов КЗ: 1

Число поясов: 1

Число коммутаций: 0

Число дополнительных ветвей: 0

Вид КЗ 1

МЕСТО КЗ 3

Упа 8.70 0

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.19 1.09)

Z2 (0.19 1.09)

Z0 (0.11 1.03)

I1 1542 -81

I2 1542 -81

3I0 4646 -81

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

3-1

I1 -839 -81

3I0 -1077 -76

3-2

I1 -703 -82

3I0 -807 -78

3-4

I1 0 0

3I0 -2752 -85

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 3

Упа 8.70 0

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.19 1.09)

I1 4531 -80

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

3-1

I1 -2465 -79

3-2

I1 -2067 -81

3-4

I1 0 0

***** 3 июня 2012 12 час 53 мин 50 сек *****

Время оформления 0 сек

Расчет трехфазного и двухфазного КЗ в точке K2

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА :

Имя сети : SMETANKI

Число узлов КЗ: 1

Число поясов: 1

Число коммутаций: 0

Число дополнительных ветвей: 0

Вид КЗ 2

МЕСТО КЗ 6

Упа 95.20 0

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.30 3.34)

Z2 (0.30 3.34)

I1 8197 -85 I2 -8197 -85

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

6-4 I1 -8197 -85 I2 8197 -85

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 6 Упа 95.20 0
суммарные величины в месте несимметрии
Z1 (0.30 3.34)
I1 16395 -85

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

6-4 I1 -16394 -85

***** 3 июня 2012 13 час 0 мин 52 сек *****

Время оформления 0 сек

Расчет трехфазного и двухфазного КЗ в точке КЗ

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА:

Имя сети : SMETANKI
Число узлов КЗ: 1
Число поясов: 1
Число коммутаций: 0
Число дополнительных ветвей: 0

Вид КЗ 2

МЕСТО КЗ 5 Упа 158.70 0
суммарные величины в месте несимметрии
Z1 (0.30 3.97) Z2 (0.30 3.97)
I1 11522 -86 I2 -11522 -86

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

5-4 I1 -11521 -86 I2 11521 -86

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 5 Упа 158.70 0
суммарные величины в месте несимметрии
Z1 (0.30 3.97)
I1 23043 -86

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

5-4 I1 -23043 -86

***** 3 июня 2012 13 час 4 мин 3 сек *****

Время оформления 0 сек

Приложение Б

Приложение В

Приложение Г

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
		1		Каток		
		2		Бак		
		3		Маслоуказатель		
		4		Термометр		
		5		Кран для залива и слива масла		
		6		Редуктор		
		7		Ввод ВН		
		8		Ввод НН		
		9		Указатель тока		
		10		Сливная пробка		
		11		Клеммный коробки		
		12		Выход трансформатора тока		
		13		Шильдик		
		14		Болт заземления		
		15		Пробоотборная точка		

Приложение Д

Приложение Е