СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР - автоматическое включение резерва

ВЛ - воздушная линия

ВН - высшее напряжение

ЗРУ - закрытое распределительное устройство

КЗ - короткое замыкание

КРУ(Н) - комплектное распределительное устройство (наружного исполнения)

МТЗ - максимальная токовая защита

НН - низшее напряжение

ОПН - ограничитель перенапряжений

ОРУ - открытое распределительное устройство

ПС - подстанция

ПТБ - правила техники безопасности

ПУЭ - правила устройства электроустановок

РС - разъединитель секционный

РУ - распределительное устройство

РШ - разъединитель шинный

СВ - секционный выключатель

СН - собственные нужды подстанции

СШ - секция шин

СЭ - системы электроснабжения

ТН - трансформатор напряжения

ТТ - трансформатор тока

ТБ - техника безопасности

ФСА - функционально-стоимостной анализ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ …… 7
1 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА МОДЕРНИЗАЦИИ ПОДСТАНЦИИ «НАГОРНАЯ» …….. 8
1.1 Краткая характеристика подстанции ……..……...8
1.2 Сведения о присоединении к системе……...……...…..…... 9
2 ГРАФИК НАГРУЗОК И ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ……..…11
2.1 График нагрузок ……..11
2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ……12
3 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ……...14
4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ……..……..16
4.1 Назначение и порядок выполнения расчетов ……. 16
4.2 Расчет токов короткого замыкания ……..…17
5 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ……23
5.1 Выбор оборудования распределительного устройства высокого напряжения …….....23
5.1.1 Выбор гибких шин ……..……...….23
5.1.2 Выбор выключателей ……... 25
5.1.3 Выбор разъединителей …….……..29
5.1.4 Выбор трансформатора тока ……....30
5.1.5 Выбор ограничителей перенапряжений и заземлителей ……..33
5.1.6 Выбор трансформатора напряжения …….……..….33
5.2 Выбор оборудования распределительного устройства низкого напряжения ……..35
5.2.1 Выбор шин ……..…..35
5.2.2 Выбор выключателей ……..….37

5.2.3 Выбор предохранителей ……...…39
5.2.4 Выбор трансформаторов тока …….....39
5.2.5 Выбор трансформатора напряжения …….……..…41
5.2.6 Выбор ограничителей перенапряжения 10кВ ……...42
6 ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ……..……...43
6.1 Исходные данные для расчета уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-Т» ……..43
6.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора …….....45
6.3 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора ….53
6.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны НН ……54
6.5 Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны ВН (МТЗ-2 ВН). 55
7 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА …….…...63
7.1 Анализ базового и проектируемого варианта……...63
7.2 Расчет окупаемости и экономическая оценка проекта …….…..65
8 ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ …….….70
8.1 БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА……..……...70
8.2 ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ …….……74
8.3 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....75
8.4 ОСВЕЩЕНИЕ ……..75
8.5 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ ……77
8.6 ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ……...80
9 Спецвопрос. способы увелечения пропускной способности линий электропередач …….90
9.1 Возможности увеличения пропускной способности воздушных и кабельных линий электропередач …….90
9.2 Электрические схемы электропередач повышенной пропускной способности …….99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ……106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ……...107
ПРИЛОЖЕНИЕ …….109

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетики России, усиление связей между энергосистемами требует расширение строительства электроэнергетических объектов.

Обоснованием расчета проекта является понижение потребления электроэнергии потребителями, в связи с этим необходим выбор целесообразных трансформаторов, расчет и выбор основного современного электрооборудования.

Целью проекта является разработка проекта модернизации подстанции 110/10 кВ «Нагорная». В результате реализации этой цели должны быть получены наилучшие технико-экономические показатели, то есть при минимальных затратах денежных средств, оборудования и материалов обеспечивается требуемая надежность электроснабжения и качество электроэнергии.

В задачи дипломного проекта входят – внесение изменений в схему на стороне 110 кВ и применение в ней современных коммутационно-защитных и измерительных аппаратов, выбор современных КРУН 10 кВ, современных устройств релейной защиты и автоматики, расчёт нового заземляющего устройства, проверка расчётами существующей молниезащиты и расчёт нового наружного освещения.

Необходимо рассмотреть вопросы безопасности эксплуатации модернизации подстанции.

При разработке проекта модернизации подстанции руководствуемся директивными и другими нормативными документами, в частности Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТ РМ-016-2013, РД 153-34.0-03.150-00, Нормы технологического проектирования подстанции (НТПП).

Исходные данные получены во время прохождения преддипломной практики.

1 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА МОДЕРНИЗАЦИИ ПОДСТАНЦИИ «НАГОРНАЯ»

Основанием для разработки проекта послужила низкая степень надежности схемы электроснабжения ПС «Нагорная». Это прежде всего обусловлено отсутствием высоковольтного выключателя между секциями шин 110 кВ, что ухудшает режим работы сети в целом.

В целом проект модернизации предусматривает замену устаревшего оборудования на более новое и перспективное, а также выбор надежной и гибкой схемы электрических соединений подстанции.

1.1 Краткая характеристика подстанции

Подстанция 110/10 кВ «Нагорная» расположена в Курганской области обслуживается предприятием ОАО «Курганэнерго». ПС «Нагорная» является проходной и запитана от ПС 110/10 кВ «Садовая» и от ПС 110/10 кВ «Раскатиха».

На подстанции 110/10 кВ «Нагорная» в настоящее время установлено следующее основное оборудование выпуска шестьдесят девятого года.

1) ОРУ 110 кВ (выполнено по схеме «одна секционированная система шин»):

- разъединитель линейный РНДЗ-110/630;
- разъединители трансформаторные РНДЗ-110/1000;
- выключатели ВМТ-110Б-25-1250;
- трансформаторы тока ТФЗМ -110;
- разрядники РВС-110;
- заземлитель ЗОН-110.

2) КРУН 10 кВ (выполнен по схеме «одна секционированная система сборных шин»):

- шкафы КРН-10-У;
- выключатели ВМГ-10/20/630;
- разъединители РВС-10;
- трансформаторы тока ТВЛМ-10;
- предохранители ПК-10, ПКТ-10.

3) Трансформаторы:

- Т1: ТМН-6300/110;
- Т2: ТМН-6300/110.

4) Трансформаторы собственных нужд:

- ТСН-1: ТМ-40/10/0,23;
- ТСН-2: ТМ-40/10/0,23.

5) Трансформаторы напряжения:

- ТН-1: НАМИ-10;
- ТН-2: НАМИ-10.

За время эксплуатации, а так же в силу достижений в науке и технике, оборудование, установленное на подстанции, морально и физически устарело. Следовательно, не обеспечивает требуемой надежности, так как утратило свой ресурс.

Потребителей ПС «Нагорная» относится ко второй категории по надежности. Основными источниками покрытия электрических нагрузок данного узла в настоящее время является ПС «Нагорная».

1.2 Сведения о присоединении к системе

В ходе преддипломной практики подготовлен материал, необходимый для проведения расчетов, и представленны в дипломном проекте.

Схема подключения подстанции и характеристики ВЛ сети 110 кВ приведена на рисунке 1.1.

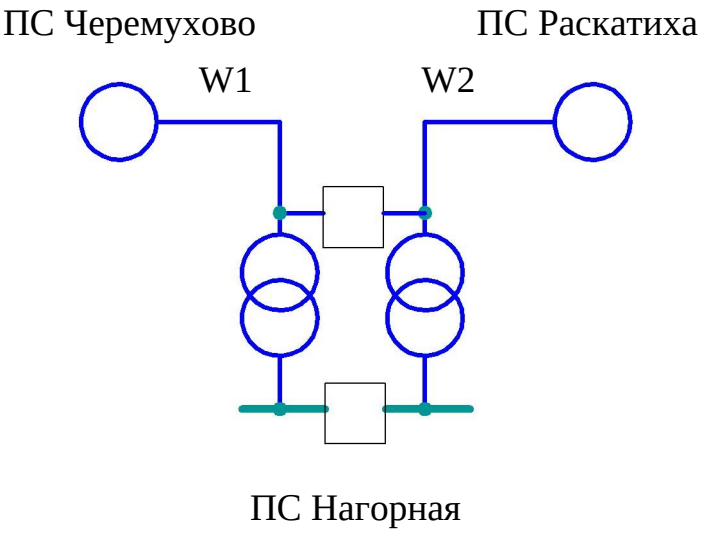

Рисунок 1.1 – Схема питающей сети ПС Нагорная

В режиме короткого замыкания к месту КЗ стекаются токи со сторон ПС Черемухово и ПС Раскатиха.

Данные получены в ходе прохождения производственной практики:

со стороны подстанции Черемухово:

- в режиме максимальных нагрузок: $I_{КЗ}^{max}$=2822 А;
- в режиме минимальных нагрузок: $I_{КЗ}^{min}$=1715 А;

со стороны подстанции Раскатиха:

- в режиме максимальных нагрузок: $I_{КЗ}^{max}$=1745 А;
- в режиме минимальных нагрузок: $I_{КЗ}^{min}$=1123 А.

W_1: одноцепная ВЛ с проводом АС-185/43: x_0=0,413 Ом/км, L=20 км.

W_2: двухцепная ВЛ с проводом АС-120/19: x_0=0,427 Ом/км, L=23 км.

Существующая схема электрических соединений представлена на одном листе графической части (140400.62-16-СХ.01.ЭЗ).

Вывод. В связи с заменой устаревшего оборудования и изменения схемы на ВН, возникает цель разработки проекта модернизации подстанции.

2 ГРАФИК НАГРУЗОК И ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1 График нагрузок

По данным контрольных замеров, выполненных 15.06.2015 и 21.12.2015, приведенными в таблицах 2.1 и 2.2 соответственно, строим график нагрузок.

Таблица 2.1 - Контрольные замеры ПС Нагорная за 15.06.2015

Часы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка, МВ·А	0,28	0,28	0,29	0,31	0,31	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Часы	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка, МВ·А	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,29	0,29	0,29	0,28	0,28

Таблица 2.2 - Контрольные замеры ПС Нагорная за 21.12.2015

Часы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка, МВ·А	0,35	0,35	0,51	0,67	0,70	0,81	0,81	0,78	0,78	0,74	0,65	0,65
Часы	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка, МВ·А	0,67	0,65	0,69	0,69	0,69	0,67	0,61	0,51	0,45	0,40	0,35	0,35

График, построенный по данным таблицы 2.2, приведен на рисунке 2.1.

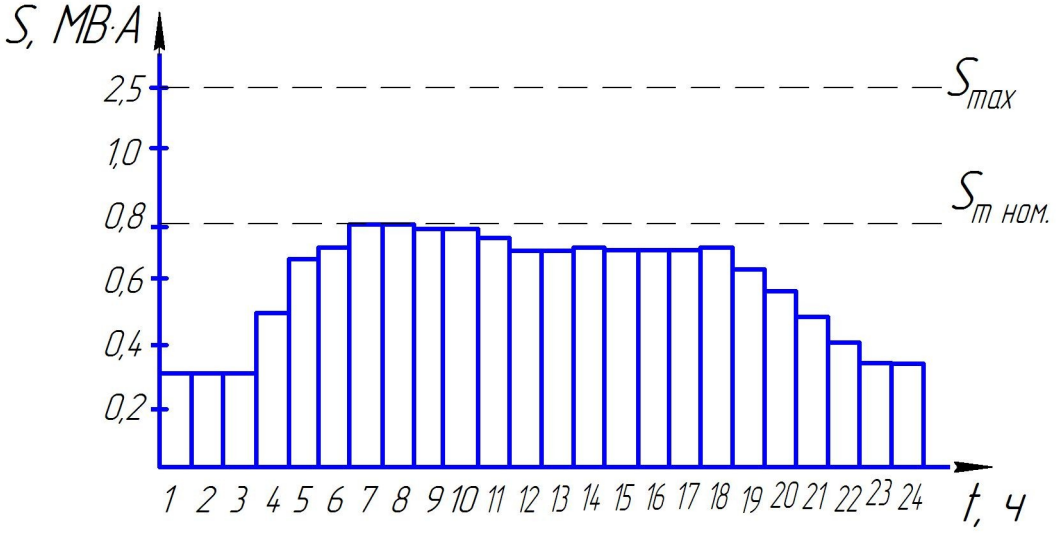

Рисунок 2.1 –Суточный график нагрузок в зимний период

Пользуясь графиками нагрузок, мы можем выбрать необходимую мощность трансформаторов.

Вывод. Таким образом, даже в период максимальной нагрузки трансформатор недогружен.

2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

В соответствии с [1, 2] на подстанциях 35-750 кВ следует выбирать трехфазные трансформаторы (автотрансформаторы) и только в исключительных случаях возможно использование группы из однофазных или группы из двух трехфазных трансформаторов половинной мощности.

Необходимость обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей при изменяющейся нагрузке [3] требует применения на подстанциях 35кВ и выше трансформаторов со встроенными устройствами для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

На подстанциях 35-750 кВ в соответствии с НТП [1] предусматривают установку двух трансформаторов, мощность каждого из них выбирается 70 %

максимальной нагрузки подстанции. Один трансформатор должен обеспечивать электроснабжение всех потребителей.

Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) необходимо располагать суточным графиком, отражающим как максимальную, так и среднесуточную активную нагрузки, а также продолжительность максимума нагрузки. В нашем случае мы пользуемся зимним графиком нагрузок, так как количество потребляемой электроэнергии зимой больше.

Максимальная зимняя нагрузка $S_{МАКС}=0,81$ МВ·А.

На ПС устанавливаем 2 трансформатора номинальной мощностью $2500\,кВ\cdot А$ ТМН-2500/110-У1, УХЛ1 завода ООО «Тольяттинский трансформатор». Параметры трансформатора приведены в таблице 3.1.

В соответствие с приказом Минпромэнерго № 49 $tg\varphi=0,5$ [4].

Таблица 2.1 - Данные трансформатора ТМН-2500/110

Тип	$S_{ном}$, МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$,%	$\Delta P_к$, кВт	$P_х$, кВт	$i_х$,%
			ВН	НН				
ТМН-2500/110	2,5	+10*1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5

Вывод. На основании проведенных расчетов выбираем к установке два трёхфазных двухобмоточных трансформатора ТМН-2500/110, взамен ТМН-6300/110.

3 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем.

Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности.

Для выбора схемы подстанции важно учесть количество линий высшего напряжения, степень их ответственности, а поэтому на различных этапах развития энергосистемы схема подстанции может быть разной.

ПС Нагорная является проходной, снабжается по двум отходящими ВЛ-110 кВ, поэтому выбираем схему мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии [4] (рисунок 3.1).

Достоинства схемы (АН5):

- при внешнем коротком замыкании, повреждении на шинах и отказах выключателей отключение всей схемы соединения или её значительной части практически исключено;
- при выводе выключателя в ремонт работа ветвей не нарушается.

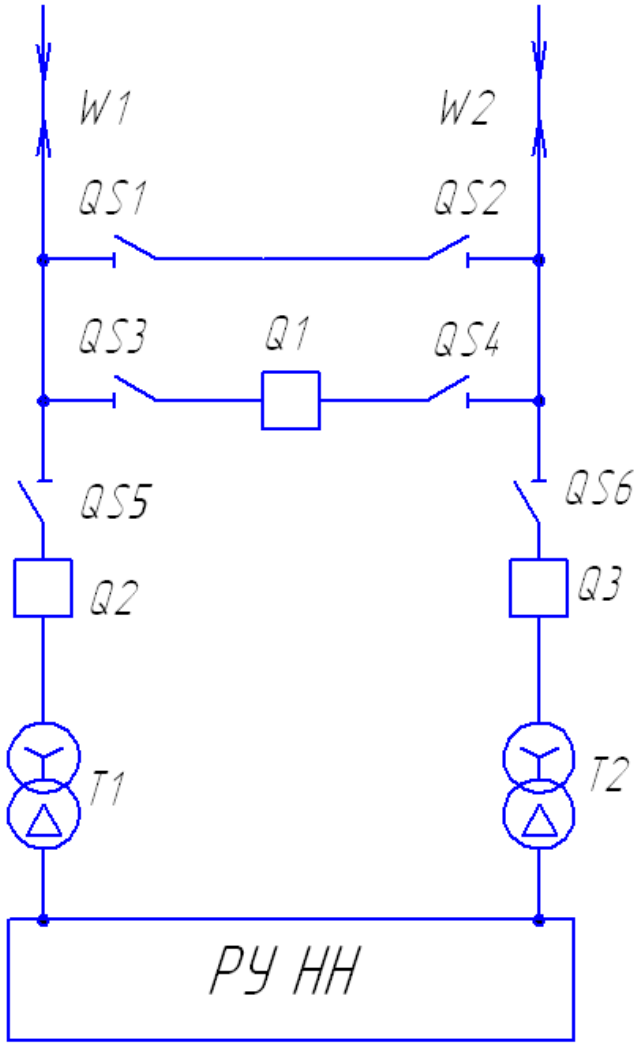

Рисунок 3.1 – Схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии

Вывод. В этом разделе была изменена главная схема электрических соединений, добавлена ремонтная перемычка. Главная схема электрических соединений подстанции после модернизации приведена на втором листе ГЧ (140400.62-16-СХ.02.ЭЗ).

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Назначение и порядок выполнения расчетов

Расчет токов КЗ предназначен для решения следующих задач:

- для сопоставления, оценки и выбора главной схемы электрических соединений подстанции;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- проектирования заземляющих устройств;
- анализа аварий в электроустановках и электрических системах;
- анализа устойчивости работы энергосистем.

Расчет токов трехфазного КЗ выполняем в следующем порядке:

1) составляем расчетную схему рассматриваемой электроустановки, намечаем расчетные точки КЗ;

2) на основании расчетной схемы составляем эквивалентную схему замещения, все сопротивления на которой нумеруются;

3) определяем величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в именованных единицах и указываем на схеме замещения; обозначаем расчетные точки КЗ;

4) путем постепенного преобразования относительно расчетной точки КЗ приводим схему замещения к наиболее простому виду, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся определенными значениями эквивалентной ЭДС $E_{ЭКВ}$ и ударного коэффициента $k_{УД}$, были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением;

5) определяем по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}$, а затем ударный ток $i_{УД}$,

периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{\text{пt}}$,i_{at}).

4.2 Расчет токов короткого замыкания

Производится расчет трехфазного тока короткого замыкания и определяются периодические составляющие последнего тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Токи рассчитываются со стороны высокого и низкого напряжения подстанции. При расчётах токов КЗ принимаются допущения [5]:

1) все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки КЗ работают одновременно с номинальной нагрузкой;

2) короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ будет иметь наибольшее значение;

3) ЭДС всех источников совпадают по фазе;

4) не учитываются ёмкости, а следовательно, и емкостные токи в воздушных и кабельных сетях;

5) не учитываются токи намагничивания трансформаторов;

6) сопротивление места КЗ считается равным нулю;

7) расчётные напряжения каждой ступени принимаются на 5% выше номинального напряжения сети;

8) напряжение источников питания остаются неизменным;

9) трансформаторы работают раздельно.

Расчетная схема питающей сети приведена на рисунке 4.1.

Для определения суммарного сопротивлений необходимо эквивалентировать схему относительно точки короткого замыкания известными методами. Выполним эквивалентирование схемы отдельно для случаев когда система находится в максимальном и минимальном режимах.

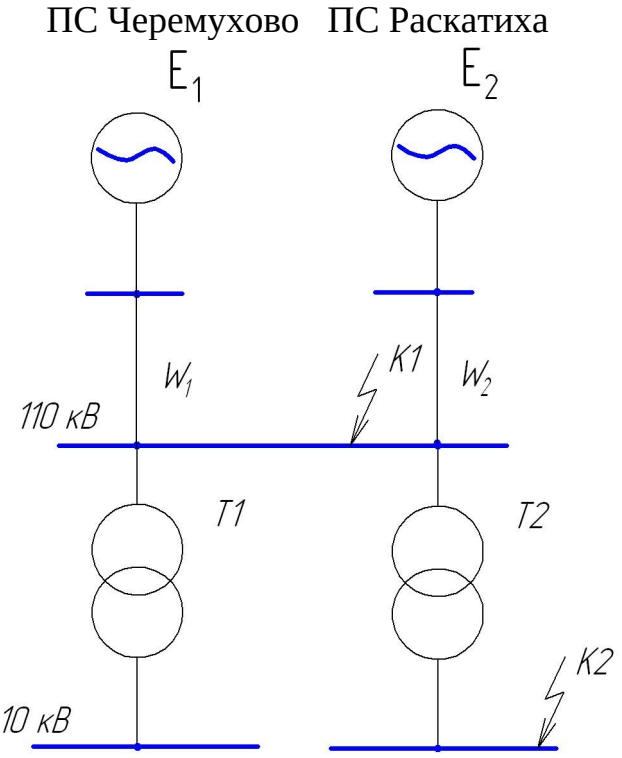

Рисунок 4.1 - Расчетная схема питающей сети подстанции «Нагорная»

Составляем схему замещения питающей сети рисунок 4.2.

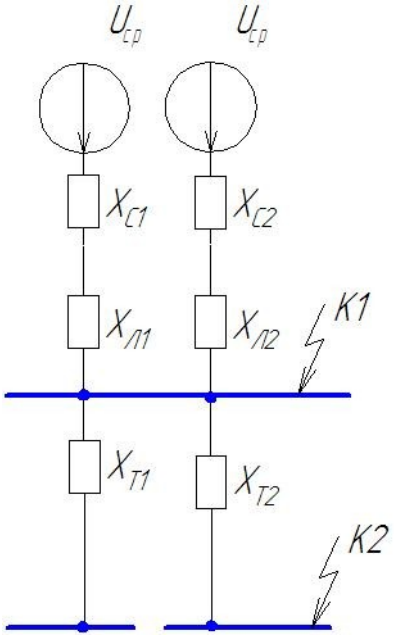

Рисунок 4.2 - Схема замещения питающей сети подстанции «Нагорная»

Система в режиме максимальных нагрузок:

В ходе преддипломной практики были взяты значения токов короткого

замыкания в максимальных и минимальных (п 1.2).

Сопротивление систем в относительных единицах

$$X_{C} = \frac{S_{Б}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{Б}}; \quad (4.1)$$

$$X_{C1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,822 \cdot 115} = 1,78 \text{ о.е.};$$

$$X_{C2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1,745 \cdot 115} = 2,88 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушных линий

$$X_{Л} = x_{0} \cdot l_{ВЛ} \cdot \frac{S_{Б}}{U_{Б}^{2}}; \quad (4.2)$$

$$X_{Л1} = 0,413 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{115^{2}} = 0,6 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л2} = 0,427 \cdot \frac{23}{2} \cdot \frac{1000}{115^{2}} = 0,36 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов

$$X_{Т1} = X_{Т2} = \frac{u_{КЗ} \cdot S_{Б}}{100\% \cdot S_{Н.Т}}, \quad (4.3)$$

$$X_{Т1} = X_{Т2} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 2,5} = 4,24 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление систем и линий, получаем как параллельное соединение последовательных линий $X_{С1}$ и $X_{Л1}$, $X_{С2}$ и $X_{Л2}$:

$$\frac{1}{X_{ЭКВ.}} = \frac{1}{X_{С1} + X_{Л1}} + \frac{1}{X_{С2} + X_{Л2}}; \quad (4.4)$$

$$\frac{1}{X_{ЭКВ.}} = \frac{1}{1,78 + 0,6} + \frac{1}{2,88 + 0,36} = 0,72 \text{ о.е.};$$

$$X_{ЭКВ.} = \frac{1}{0,72} = 1,38 \text{ о.е.}$$

Базисный ток

$$I_{б}=\frac{S_{б}}{\sqrt{3}\cdot U_{б}};\qquad (4.5)$$

$$I_{б}=\frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 115}=5,02 \text{ кА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К1 (шины 110 кВ).

Ток короткого замыкания в точке К1 (периодическая составляющая $I_{Пt}$ принимается неизменной в течение всего процесса замыкания и равна ее начальному значению $I_{П,0}$):

$$I_{К1}=I_{П.О}=I_{П.t}=\frac{E_{экв.}\cdot I_{б}}{X_{экв.}};\qquad (4.6)$$

$$I_{К1}=I_{П.О}=I_{П.t}=\frac{1\cdot 5020}{1,38}=3636 \text{ А.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К2 (шины 10 кВ).

$$I_{К2}=I_{П.О}=I_{П.t}=\frac{E_{экв.}\cdot I_{б}}{X_{экв.}+X_{т1}};\qquad (4.7)$$

$$I_{К2}=I_{П.О}=I_{П.t}=\frac{1\cdot 5020}{1,38+4,24}=893 \text{ А.}$$

$$I_{К2}=\frac{893\cdot 115}{11}=9337 \text{ А.}$$

Токи КЗ в минимальном режиме:

$$X_{С1}=\frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 1,715\cdot 115}=2,93 \text{ о.е.;}$$

$$X_{С2}=\frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 1,123\cdot 115}=4,48 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление систем и линий:

$$\frac{1}{X_{экв.}}=\frac{1}{2,93+0,6}+\frac{1}{4,48+0,36}=0,48;$$

$$X_{экв.}=\frac{1}{0,48}=2,04 \text{ о.е.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К1 (шины 110 кВ).

Ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{K1}=\frac{1\cdot 5020}{2,04}=2450 \text{ А.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К2 (шины 10 кВ).

Ток короткого замыкания в точке К2:

$$I_{K2}=\frac{1\cdot 5020}{2,04+4,24}=798 \text{ А;}$$

$$I_{K2}=798\cdot\frac{115}{11}=8345 \text{ А.}$$

Определяем составляющие тока короткого замыкания:

Точка K_1 (шины 110 кВ).

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ от системы:

$$I_{n.0.c}=I_{n.c} \text{ ;} \quad (4.8)$$

$$I_{n.0.c}=I_{n.c}=3636 \text{ А.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ от системы к моменту времени τ не меняется:

$$I_{n.c.\tau}=I_{n.0.c}=I_{n.c} \text{ ;} \quad (4.9)$$

$$I_{n.c.\tau}=I_{n.0.c}=I_{n.c}=3636 \text{ А.}$$

Ударный ток от системы:

$$i_{уд}=K_{уд}\cdot\sqrt{2}\cdot I_{П.С.\tau} \text{ ;} \quad (4.10)$$

$$i_{уд}=1,8\cdot\sqrt{2}\cdot 3636=9255 \text{ А,}$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент, определен по [6].

Ударный ток короткого замыкания в точке К2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_у \cdot I_{К2}; \quad (4.11)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 9337 = 23763 \text{ А}.$$

Апериодическая составляющая тока к.з.:

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot I_{К2} \cdot e^{-t/Ta}; \quad (4.12)$$

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot 9337 \cdot e^{-0{,}06/0{,}05} = 4107 \text{ А}.$$

Мощность трёхфазного к.з.:

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{ПО}; \quad (4.13)$$

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 9337 = 171 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Рабочий ток в утяжеленном режиме

$$I_{раб.ут} = 1{,}4 \cdot 2500/\sqrt{3} \cdot 10{,}5 = 192 \text{ А}.$$

Таблица 4.3 – Расчетные данные токов короткого замыкания

Расчетная точка КЗ	Режим энергосистемы	Ток КЗ
На стороне 110 кВ (точка $К_1$)	Максимальный	3636 А
	Минимальный	2450 А
На шинах 10 кВ (точка $К_2$)	Максимальный	9337 А
	Минимальный	8345 А

Вывод. Расчетные токи короткого замыкания на шинах высшего и низшего напряжений подстанции получились небольшие, следовательно, дополнительных устройств для снижения этих токов не требуется.

5 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

5.1 Выбор оборудования распределительного устройства высокого напряжения

5.1.1 Выбор гибких шин

Токоведущие части со стороны 110 кВ выполняем гибкими проводами. Сечение выбираем по экономической плотности тока.

$J_э = 1{,}1\ А/мм^2$ при T_{max}= 3000-5000*ч* для неизолированных шин и проводов из алюминия.

$$q_э = \frac{I_н}{J_э}, \tag{5.1}$$

где $I_н$ - ток нормального режима, без перегрузок;

$J_э$ - нормированная плотность тока, А/мм^2 [7].

$$I_н = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}};$$
$$S_{\max} = S_{нагр.} + S_{транз.}, \qquad (5.2)$$

где $S_{транз.} = 11,25\,МВ\cdot А$ - максимальная мощность транзита(данные получены во врем прохождения преддипломной практики).

$$I_н = \frac{810 + 11250}{\sqrt{3}\cdot 115} = 60,55\ А;$$
$$q_э = \frac{60,55}{1,1} = 55,04\ мм^2.$$

Выбираем провод марки АС-70/11, $I_{доп} = 265\,А$ [7].

Проверяем провод по допустимому току

$$I_{нагр.\max} < I_{доп};$$
$$I_{нагр.\max} = 1,5\cdot I_н;$$
$$I_{нагр.\max} = 1,5\cdot 60,55 = 90,82\ А; \quad 90,82\,А < 265\,А. \qquad (5.3)$$

Проверка на схлёстывание не выполняется, так как ток трехфазного короткого замыкания $I^{(3)}_{к.з.} = 3,636\,кА < 50\,кА$.

Проверка на термическое действие токов короткого замыкания не выполняется, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка на коронирование.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряжённости электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (5.4)$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$) [7];

r_0 - радиус провода.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_0}}, \quad (5.5)$$

где U - линейное напряжение, кВ;

$D_{ср}$ - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз; при горизонтальном расположении фаз:

$$D_{ср} = 1,26 \cdot D; \quad (5.6)$$

$$D_{ср} = 1,26 \cdot 110 = 139,5$$

где D - расстояние между соседними фазами.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряжённость поля у поверхности любого провода не более $0,9 E_0$.

Таким образом, условие образования короны можно записать в виде:

$$1,07 E \le 0,9 E_0; \quad (5.7)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 34,68 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,57 \cdot \lg \frac{139,5}{0,57}} = 29,9 \quad кВ/см;$$

$$29,9 кВ/см < 31,21 \quad \text{кВ/см.}$$

Таким образом, провод АС-70/11 по условиям короны проходит.

5.1.2 Выбор выключателей

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{ном}$ и номинальное напряжение $U_{ном}$ [1].

В соответствии с [21] выключатели характеризуются следующими параметрами:

1) номинальный ток отключения $I_{откл.ном}$ - наибольший ток КЗ (действующее значение), который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстанавливающегося напряжения и заданном цикле операций;

2) допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения $\beta_{норм}$. Нормированное значение $\beta_{норм}$ определяется для момента расхождения контактов $\tau = t_{з.\min} + t_{с.в.} = 0,01 + t_{с.в.}$. Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_{норм} = 0$;

3) цикл операций - выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними;

4) стойкость при сквозных токах характеризуется токами термической стойкости $I_{тер}$ и электродинамической стойкости $I_{дин}$ (действующее значение), $i_{дин}$ - наибольший пик (амплитудное значение); эти токи выключатель

выдерживает во включенном положении без повреждений, препятствующих дальнейшей работе;

5) номинальный ток включения - ток КЗ, который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и других повреждений, при $U_{ном}$ и заданном цикле;

6) собственное время отключения $t_{с.в.}$ - интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасящих контактов.

Время отключения $t_{откл.в}$ - интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Время включения $t_{вкл.в}$ - интервал времени от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи.

На основании параметров, предусмотренных в [21], производим расчет выключателей высокого напряжения. В качестве секционного выключателя выбираем элегазовый выключатель марки ВЭБ – 110-40/2000.

Каталожные данные выключателей высокого напряжения и расчетные параметры сети приведены и сопоставлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Выбор выключателей на стороне 110кВ трансформатора

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя [8]
1	*2*	*3*
$U_{ном} \geq U_{с}$	$U_{с} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{\max}$	$I_{\max} = I_{раб.утяж} = 12,6$ А	$I_{ном} = 2000$ А
$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$	$I_{пт} = 3,636$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА

$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 2,091$ кА	$i_{а.ном} = 20,9$ кА
$I_{дин} \geq I_{п0}$	$I_{п0} = 3,636$ кА	$I_{дин} = 40$ кА
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 9,255$ кА	$i_{дин} = 102$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 1,19$ кА^2·с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800$ кА^2·с

Выбор вводных и выключателей произведен исходя из тока проходящего через трансформатор в случае когда он работает на обе системы шин низкого напряжения (аварийный режим):

$$I_{\max} = \frac{S_н}{\sqrt{3} \cdot U_н}; \qquad I_{\max} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 12,6 \ A.$$

Расчет апериодической составляющей тока короткого замыкания (по методике изложенной в [14]):

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.\tau} \cdot e^{-\tau / T_а}; \qquad (5.8)$$

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 3636 \cdot e^{-0,045/0,05} = 2091 \ A;$$

$\tau = 0,01 + t_{с.в.} = 0,01 + 0,035 = 0,045$ с,где $T_а$ - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания (для РУ повышенного напряжения подстанции $T_а = 0,05$ с [6]).

Расчет интеграла Джоуля B_k:

$$B_k = I^2_{п.0} \cdot (t_{откл.} + T_а); \qquad (5.9)$$

$$B_k = 3,636^2 \cdot (0,04 + 0,05) = 1,19$$

кА^2·с.

Здесь $t_{откл.}$ - максимальное время отключения повреждения на этом участке (включая действие релейной защиты).

Определяем номинальное допускаемое значение апериодической составляющем в отключаемом токе для времени τ (по [14]):

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100}; \qquad (5.10)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 37 \cdot 40}{100} = 20,9 \ кА,$$

где $\beta_{норм}$ определена из графика для времени $\tau = 0,05$ $с$ [7].

Расчет по секционному выключателю аналогичен, данные сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Выбор секционного выключателя на стороне 110кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 110$ $кВ$	$U_{ном} = 110$ $кВ$
$I_{ном} \geq I_{\max}$	$I_{\max} = I_{раб.утяж} = 60,55$ $А$	$I_{ном} = 2000$ $А$
$I_{откл.ном} \geq I_{п\tau}$	$I_{п\tau} = 3,636$ $кА$	$I_{откл.ном} = 40$ $кА$
$i_{a.ном} \geq i_{a\tau}$	$i_{a\tau} = 2,091$ $кА$	$i_{a.ном} = 20,9$ $кА$
$I_{дин} \geq I_{п0}$	$I_{п0} = 3,636$ $кА$	$I_{дин} = 40$ $кА$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 9,255$ $кА$	$i_{дин} = 102$ $кА$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 1,19$ $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ $кА^2 \cdot с$

Таким образом, видно, что выбранные выключатели удовлетворяют всем требованиям.

5.1.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей выполняется:

- по напряжению установки: $U_{уст} \le U_{ном}$;
- по току: $I_{\max} \le I_{ном}$;
- по конструкции;
- по электродинамической стойкости: $I_{уд} \le I_{дин}$;
- по термической стойкости: $B_к \le I^{2}_{тер} \cdot t_{тер}$.

Выбираем разъединитель РПД – 110/630. Параметры разъединителя приведены в таблица 5.3.

Таблица 5.3 - Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчётные величины	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя [8]
$U_{ном} \ge U_c$	$U_c = 110$ кВ	$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{ном} \ge I_{\max}$	$I_{\max} = 12,6$ А	$I_{\max} = 60,55$ А	$I_{ном} = 630$ А
$i_{дин} \ge i_{уд}$	$i_{уд} = 9,255$ кА	$i_{уд} = 9,255$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \ge B_k$	$B_k = 1,19$ кА^2·с	$B_k = 1,19$ кА^2·с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 4 =$ $= 3969$ кА^2·с

5.1.4 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока выбирают:

1) по напряжению установки $U_{уст} \le U_{ном}$;

2) по току $I_{\max.раб} \le I_{1ном.}$, $I_{раб} \le I_{1ном}$;

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

3) по конструкции и классу точности;

4) по электродинамической стойкости: $i_{уд} \le \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot k_{эд}$; $i_{уд} \le i_{дин}$,

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ по расчёту;

$k_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу;

$I_{1ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости.

5) по термической стойкости: $B_к \le (\kappa_т \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}$; $B_к \le I^{2тер} \cdot t_{тер}$,

где $B_к$ - тепловой импульс по расчёту;

$\kappa_т$ - кратность термической стойкости по каталогу;

6) по вторичной нагрузке $Z_2 \le Z_{2ном}$,

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_к \quad . \qquad (5.11)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (5.12)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление контактов принимаем 0,1 Ом. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{приб} + r_{пров} + r_к \le Z_{2ном}; \quad (5.13)$$

откуда:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к. \quad (5.14)$$

Сечение соединительных проводов определяем по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}}, \quad (5.15)$$

где $\rho = 0,0183$ - удельное сопротивление провода с медными жилами [7];

$l_{расч}$ - расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока.

Таблица 5.4 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, *В·А*		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Ваттметр	Д-350	0,5	-	0,5
Счетчик	ЕвроАльфа	3,6	3,6	3,6
Итого:		4,6	3,6	4,1

Самая нагруженная фаза «А». Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб}=\frac{4,6}{5^2}=0,184$$

Ом.

Для ТОГ 110–II–II У1 в классе 0,5 $Z_{2ном}=1,2$ *Ом*.

Допустимое сопротивление провода: $r_{пров}=1,2-0,184-0,1=0,916$ *Ом*.

Для подстанции применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого 50 м, трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому $l_{расч}=\sqrt{3}\cdot l$, тогда:

$$q=\frac{\rho\cdot\sqrt{3}\cdot l_{расч}}{r_{пров}}\qquad q=\frac{(0,018\cdot\sqrt{3}\cdot 50)}{0,916}=2,68$$

; *мм*^{2}.

Принимаем контрольный кабель с медными жилами сечением 4мм^2 КВВГ 5х4мм^2.

$$r_{пров}=\frac{0,018\cdot\sqrt{3}\cdot 50}{4}=0,61$$

Ом.

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2=0,184+0,61+0,1=0,9$$

Ом.

Выбираем трансформатор тока ТОГ 110–II–II У1 с коэффициентом трансформации 600/5А, класс точности 0,5/10Р/10Р.

Таблица 5.5 – Расчёт трансформатора тока 110кВ

Расчётные данные	Данные ТОГ 110–II–II У1
$U_{уст}=110$ *кВ*	$U_{ном}=110$ *кВ*

$I_{max}=12,6\ A$	$I_{ном}=50-600\ A$
$i_{уд}=9,255\ кА$	$I_{дин}=126\ кА$
$B_к=1,19\ кА^2*с$	$B_к=2028\ кА^2*с$
$r_2=0,19\ Ом$	$r_2=1,2\ Ом$

5.1.5 Выбор ограничителей перенапряжений и заземлителей

Для защиты оборудования от различного вида перенапряжений на подстанциях повсеместно используются ограничители перенапряжений. Они обеспечивают необходимую защиту всего оборудования и отличаются достаточно высокой надежностью. Принимаем к установке в нейтраль силового трансформатора ограничитель перенапряжений типа ОПНН-110 УХЛ1. Для защиты коммутационного и силового оборудования принимаем к установке ограничители перенапряжений типа ОПН-110/85-У1. Выбираем заземлитель типа ЗОН-110М-У1.

5.1.6 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 В или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Первичная обмотка трансформатора напряжения включена на напряжение сети U_1, а ко вторичной обмотке (напряжение U_2) присоединены параллельно катушки измерительных приборов и реле. Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к

холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, невелик.

Номинальный коэффициент трансформации определяется следующим выражением:

$$K_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}, \tag{5.16}$$

где $U_{1ном}$, $U_{2ном}$ – номинальные первичное и вторичное напряжения соответственно.

Рассеяние магнитного потока и потери в сердечнике приводят к погрешности измерения

$$\Delta U\,\% = \frac{K_U ¿ U_2 - U_1}{U_2} \cdot 100 \tag{5.17}$$

.

Так же как и в трансформаторах тока, вектор вторичного напряжения сдвинут относительно вектора первичного напряжения не точно на угол 180°. Это определяет угловую погрешность. В зависимости от номинальной погрешности различают классы точности 0,2; 0,5; 1; 3. Погрешность зависит от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали и от cosφ вторичной нагрузки.

Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения. В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно [1]:

1) по напряжению установки $U_{уст} \le U_{ном}$;
2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
3) по классу точности;
4) по вторичной нагрузке $S_2 \sum ¿ \le S_{ном} ¿$,

где $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности. При этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединённых в звезду, принимается суммарная мощность всех трёх фаз, а для соединённых по схеме открытого треугольника – удвоенная мощность одного трансформатора;

$S_{2\sum i}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

Нагрузка приборов определяется по формуле:

$$S_{2\sum i}=\sqrt{(\sum S_{приб}\cdot\cos\phi_{приб})^2+(\sum S_{приб}\cdot\sin\phi_{приб})^2}=\sqrt{P^2_{приб}+Q^2_{приб}}\,. \qquad (5.18)$$

Таблица 5.6 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110кВ

Наименование прибора	Мощность, потребляемая одной катушкой, *В·А*	*cosφ*	Потребляемая мощность		
			Вт	*вар*	*В·А*
Вольтметр Э-335	9	1	9	0	9
Ваттметр Д-335	10	1	10	0	10
Счетчик «ЕвроАльфа»	1,5	0,53	0,8	1,27	1,5
Итого по ТН:	-	-	19,8	1,27	19,8

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения $S_{2\sum i}=19,8$ *В·А*.

Выбираю трансформатор напряжения ЗНГ-110 У1 со следующими параметрами:

1) $U_{ном}=110$ *кВ*;
2) номинальное напряжение обмотки:
   - первичной – $110000/\sqrt{3}$ *В*;
   - основной вторичной – $100/\sqrt{3}$ *В*;
   - дополнительной вторичной – 100 *В*;

3) номинальная мощность в классе точности 0,5 $S_{ном}=400$ *В·А.*

4) предельная мощность 2000 *В·А.*

5.2 Выбор оборудования распределительного устройства низкого напряжения

5.2.1 Выбор шин

Так как на подстанции предполагается установка комплектного распределительного устройства типа КРН-III, то проверка жестких шин не производится. Что обусловлено гарантией завода производителя ООО «СК-Энерго». Поэтому выберем только шинный мост 10 кВ от силового трансформатора до ввода в КРУН.

Токоведущие части со стороны 10кВ выполняем гибкими проводами.

Выбор сечения шин проводится по длительно допустимому току из условия нагрева для максимальных нагрузок утяжелённого режима.

Максимальное значение тока нагрузки $I_{max}=\frac{810}{\sqrt{3}\cdot 10,5}=44,54$ А.

Сечение выбираем по экономической плотности тока.

$J_э=1,1\ А/мм^2$ при T_{max}=3000-5000*ч* для неизолированных шин и проводов из алюминия [7].

$$q_э=\frac{I_н}{J_э},$$

где $I_н$ - ток нормального режима, без перегрузок;

$J_э$ - нормированная плотность тока, А/мм^2.

$$I_н = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$I_н = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,46 \ A;$$

$$q_э = \frac{137,46}{1,1} = 125 \ мм^2.$$

Выбираем провод марки АС-150/19, $I_{доп} = 450 \ A$ [7].

Проверяем провод по допустимому току

$$I_{нагр.\max} < I_{доп}; \qquad 44,54 \ A < 450 \ A.$$

Проверка на схлёстывание не выполняется, так как ток трехфазного короткого замыкания $I^{(3)}_{к.з.} = 9337 \ кА < 50 \ кА$.

Проверка на термическое действие токов короткого замыкания не выполняется, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

5.2.2 Выбор выключателей

Выключатель в цепи силового трансформатора 110/10 кВ на стороне низкого напряжения выбирают по утяжелённому режиму.

Секционный выключатель выбираем из условия:

$$I_{раб.ут} = \frac{S_{ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_н};$$

$$I_{раб.ут} = \frac{2500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 68,73$$

А.

Вводной выключатель выбирается из условия:

$$I_{раб.ут} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,5$$

А.

Методика выбора аналогична как на высоком напряжении.

Принимаем к установке выключатель марки ВВ/TEL-10-12,5/630-У2. Выбор выключателей представлен в таблице 5.6.

Расчет апериодической составляющей тока короткого замыкания (по методике изложенной в [7]):

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.\tau} \cdot e^{-\tau / T_a} = \sqrt{2} \cdot 9337 \cdot e^{-0,095/0,06} = 4107 \ А;$$

$$\tau = 0,01 + t_{с.в.} = 0,01 + 0,085 = 0,095 \ с,$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания (для РУ повышенного напряжения подстанции $T_a = 0,06$ *с* [7]).

Таблица 5.6 – Выбор выключателей на стороне 10кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя [8]
$U_{ном} \geq U_с$	$U_с = 10$ *кВ*	$U_{ном} = 10$ *кВ*
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = I_{раб.утяж} = 137,5$ *А*	$I_{ном} = 630$ *А*
$I_{откл.ном} \geq I_{п\tau}$	$I_{п\tau} = 9,337$ *кА*	$I_{откл.ном} = 12,5$ *кА*
$i_{а.ном} \geq i_{а\tau}$	$i_{а\tau} = 4,107$ *кА*	$i_{а.ном} = 7,07$ *кА*

$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 23,763$ кА	$i_{дин} = 32$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 0,53$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 3 = 469$ $кА^2 \cdot с$

Расчет интеграла Джоуля B_k:

$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a) = 9430^2 \cdot (0,095 + 0,06) = 0,53 \quad кА^2 \cdot с.$$

Здесь $t_{откл.}$ - максимальное время отключения повреждения на этом участке (включая действие релейной защиты). Определяем номинальное допускаемое значение апериодической составляющем в отключаемом токе для $\beta_{норм} = 40\%$ (из каталожных данных выключателя):

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 12,5}{100} = 7,07 \quad кА,$$

Таким образом, видно что выбранный выключатель удовлетворяет всем требованиям.

5.2.3 Выбор предохранителей

В цепи трансформатора собственных нужд устанавливаем предохранитель типа ПКТ 101-10-5-12,5 У3.

$U_н = 10$ кВ; $I_н = 5$ А; $I_{ном.отк} = 12,5$ кА.

В цепи трансформатора напряжения выбираем предохранитель типа ПКН-001-10-У3.

$U_н = 10$ кВ; $I_{ном.отк} = 50$ кА.

5.2.4 Выбор трансформаторов тока

Выбирается аналогично высокому напряжению.

Определим максимальный рабочий ток, протекающий по вводным выключателям 10 кВ:

$$I_{\max} = \frac{S_{ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{н}};$$

$$I_{\max} = \frac{2500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 68,73 \ A;$$

$$i_{уд} = 3316 \ A;$$

$$B_{к} = 0,25 \ кА^{2} \cdot с.$$

Выбираем трансформатор тока типа ТПЛ-10-У3 $I_{ном} = 75 \ A$, класс точности вторичной обмотки 0,5/10Р.

Данные расчётов сведены в таблице 5.7.

,Таблица 5.7 – Выбор трансформаторов тока 10кВ

Расчётные данные	Каталожные данные ТПЛ-10-У3 [8]
$U_{уст} = 10 \ кВ$	$U_{ном} = 10 \ кВ$
$I_{\max} = 68,73 \ A$	$I_{ном} = 300 \ A$
$i_{уд} = 23,763 \ кА$	$I_{дин} = 175 \ кА$
$B_{к} = 0,53 \ кА^{2} \cdot с$	$B_{к} = 3468 \ кА^{2} \cdot с$
$r_{2} = 0,344 \ Ом$	$r_{2} = 0,4 \ Ом$

Таблица 5.8 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, *В·А*		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0,5	-	-
Ваттметр	Д-365	0,5	-	-
Счетчик	Евро Альфа	3,6	3,6	3,6
Итого:		4,6	3,6	3,6

Самая нагруженная фаза «А». Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184$$

Ом.

Для ТПЛ-10-УЗ в классе точности 0,5 $Z_{2ном} = 0,4$ *Ом*.

Допустимое сопротивление провода: $r_{пров} = 0,4 - 0,184 - 0,1 = 0,116$ *Ом*.

Для подстанции применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого 5м марки КВВГ.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}};$$

$$q = \frac{0,018 \cdot 5}{0,116} = 1,22$$

мм^2.

Принимаем контрольный кабель с медными жилами сечением 2,5 мм^2.

$$r_{пров} = \frac{0,018 \cdot 5}{2,5} = 0,06$$

Ом.

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,06 + 0,184 + 0,1 = 0,344$$

Ом.

5.2.5 Выбор трансформатора напряжения

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения приведена в таблице 5.9

Таблица 5.9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10кВ

Наименование прибора	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А	*cosφ*	Потребляемая мощность		
			Вт	*вар*	*В·А*
Вольтметр Э585	9	1	9	0	9
Ваттметр Д585	10	1	10	0	10
Счетчик «ЕвроАльфа»	1,5	0,53	0,8	1,27	1,5
Итого по ТН:	-	-	19,8	1,27	19,8

Вторичная нагрузка трансформатора

$$S_{2\sum} = \sqrt{P^2 + Q^2};$$

$$S_{2\sum} = \sqrt{19,8^2 + 1,27^2} = 19,8$$

В·А.

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10 со следующими параметрами:

1) $U_{ном} = 10$ *кВ*;
2) номинальное напряжение обмотки:
   - первичной – 10000 *В*;
   - основной вторичной – 100 *В*;
   - дополнительной вторичной – $100/3$ *В*;

3) номинальная мощность в классе точности 0,5 $S_{ном}=120$ *В·А.*

4) предельная мощность 960 *В·А.*

5.2.6 Выбор ограничителей перенапряжения 10кВ

Выбор производим аналогично выбору ограничителей на стороне 110 кВ.

Выбираем ограничители типа ОПН-10-У1 номинальным напряжением 10 кВ.

Выбор всего оборудования, его технические характеристики, приняты по [8].

Вывод: таким образом, выбрано необходимое оборудование для подстанции, удовлетворяющие условиям заводов изготовителей, и соответствующее всем требованиям норм технической документации.

6 ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

6.1 Исходные данные для расчета уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-Т»

Релейную защиту выполняем с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-Т». Необходимо выбрать параметры настройки устройства «Сириус-Т» для защиты трансформатора ТМН-2500/110 со схемой соединения обмоток Y/Δ-11. Расчет будем вести в соответствии с методикой, изложенной в [9].

Трансформаторы тока на стороне ВН собраны в треугольник, а на стороне НН – в звезду.

Номинальная мощность трансформатора 2,5 МВ·А

Номинальное напряжение 115 кВ/11 кВ.

Диапазон регулирования РПН ±10·1,5%.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора $t_{max} = 1{,}6\ c$ (данные получены во время прохождения преддипломной практики)

Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы энергосистемы на стороне 110 кВ (точка $К_1$) и шинах 10 кВ (точка $К_2$) приведены в таблице 6.1.

На рисунке 6.1 показано место установки защит трансформатора и точки повреждения, в которых необходимо знать токи КЗ для расчета уставок защит.

Таблица 6.1 – Токи короткого замыкания для расчета уставок защит трансформатора

Расчетная точка КЗ	Режим энергосистемы	Ток КЗ
На сторонее 110 кВ	Максимальный	3636 А

(точка K_1)		
	Минимальный	2450 А
На шинах 10 кВ (точка K_2)	Максимальный	9337 А
	Минимальный	8345 А

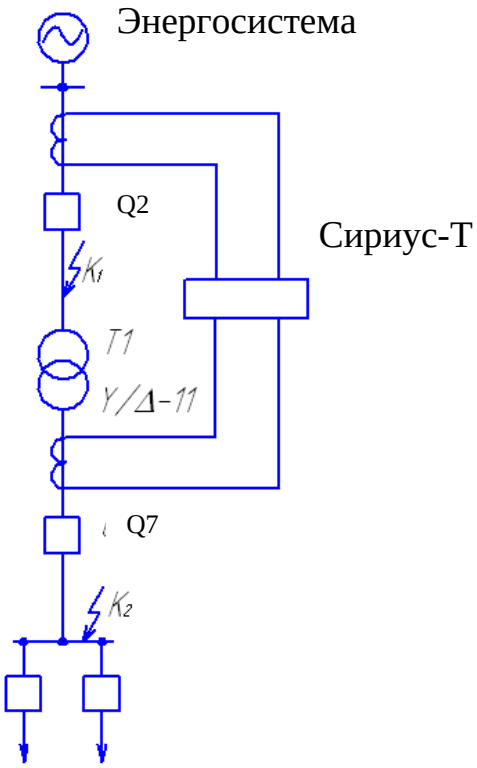

Рисунок 6.1 – Расположение точек КЗ для расчета уставок защит трансформатора

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне ВН трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах НН. Приведение токов КЗ в точке K_2 к стороне ВН трансформатора выполняем по формуле:

$$I_{K2}^{(3)ВН} = \frac{I_{K2}^{(3)НН}}{k_m}\ , \qquad (6.1)$$

где $I_{K2}^{(3)НН}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах НН (в точке K_2);

k_m -коэффициент трансформации силового трансформатора, равный отношению номинальных напряжений 115/11 кВ. Он приводит значение тока короткого замыкания, найденного на ступени НН, к ступени напряжения ВН.

Согласно формуле получаем ток короткого замыкания в максимальном режиме на шинах НН (точка K_2), приведенный к стороне ВН трансформатора:

$$I^{(3)ВН}_{К2\,макс} = \frac{I^{(3)НН}_{К2\,макс}}{k_m}\ , \qquad (6.2)$$

$$I^{(3)ВН}_{К2\,макс} = \frac{9337}{115/11} = 893\ А.$$

Аналогично находим ток трехфазного короткого замыкания в минимальном режиме на шинах 10 кВ (точка K_2), приведенный к стороне ВН трансформатора:

$$I^{(3)ВН}_{К2\,мин} = \frac{I^{(3)НН}_{К2\,мин}}{k_m}\ , \qquad (6.3)$$

$$I^{(3)ВН}_{К2\,мин} = \frac{8345}{115/11} = 798\ \ А.$$

6.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполняем с применением устройства «Сириус-Т». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на обеих сторонах собраны в звезду.

Выбор трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведены в таблице 2.

Для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» - 11, «Группа ТТ НН» - 0.

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1). Относительное значение уставки срабатывания отсечки: $I_{диф} / I_{ном}$.

Согласно исходным данным максимальный ток внешнего КЗ приведенный к стороне ВН равен 893 А. Относительное значение этого тока равно:

$$I_{кз.внеш}^{макс} = \frac{I_{К2макс}^{(3)ВН}}{I_{ном}^{ВН}} \ , \qquad (6.4)$$

$$I_{кз.внеш}^{макс} = \frac{893}{12,6} \ ,$$

$$I_{кз.внеш}^{макс} = 70,8 \ .$$

Таблица 6.2 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		115 кВ	10,5 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 12,6$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 11} = 131,22$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	50/5	150/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	$\frac{12,6}{50/5} = 1,26$	$\frac{131,22}{150/5} = 4,37$

Продолжение таблицы 6.2

Для ввода в устройство	$I_{номВН}$, $I_{номНН}$	1,3	4,4

принимаются ближайшие величины токов с дискретностью 0,1, А			
Размах регули-рования РПН, %	*Размах* РПН	15	

Уставка дифференциальной отсечки равна:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^{макс} \ , \qquad (6.5)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки (принимаем раным 1,2);

$K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ ($K_{нб(1)}=0,7$ согласно [10]).

Тогда получаем:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 70,8 \geq 59,47 \ .$$

Принимаем ближайшую большую величину уставки дифференциальной отсечки $I_{диф}/I_{ном}$=59,5.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{диф} = 59,5 \cdot I_{ном} \ , \qquad (6.6)$$

$$I_{диф} = 59,5 \cdot 12,6 \ = 749,7 \ \ A \ .$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке $К_1$). По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке $К_1$ найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{К1мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К1мин}^{(3)} \ , \qquad (6.7)$$

$$I^{(2)}_{K1мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2450 = 2119 \ A \ .$$

Тогда коэффициент чувствительности:

$$k_ч = \frac{I^{(2)}_{K1мин}}{I_{диф}} \ , \qquad (6.8)$$

$$k_ч = \frac{2119}{749,7} = 2,8 \ .$$

2,8>2 следовательно, делаем вывод о том, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2). Базовая уставка $I_{д1}/I_{ном}$ выбирается в пределах (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между обмоток трансформатора, поэтому принимаем: $I_{д1}/I_{ном}$=0,3.

По данным фирмы-изготовителя принимаем $\Delta f_{добав} = 0,04$.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, то ток срабатывания дифференциальной защиты должен быть равен:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot K_{нбрасч} = K_{отс} \cdot \left(K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}\right) \cdot I_{скв} \ , \qquad (6.9)$$

$$I_{диф} = 1,3 \cdot \left(2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,15 + 0,04\right) \cdot I_{скв} \ ,$$

$$I_{диф} = 0,51 \cdot I_{скв} \ .$$

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot \left(K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}\right) \ , \qquad (6.10)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,4 \cdot 0,4 = 0,84 \ .$$

Коэффициент торможения в процентах равен:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot I_{диф}/I_{торм} \ ,$$

$$K_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot \left(K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}\right)/K_{сн.т} \ , \qquad (6.11)$$

$$K_{торм} = 100 \cdot \frac{0,51}{0,84} = 61\% .$$

Вторая точка излома характеристики $I_{m2}/I_{ном}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. Выбираем $I_{m2}/I_{ном}$ =2.

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую. Поэтому рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики, величина которой будет равна:

$$I_{m1}/I_{ном}=(I_{д1}/I_{ном})\cdot 100/K_{торм}\ , \qquad (6.12)$$

$$I_{m1}/I_{ном}=0{,}3\cdot 100/61=0{,}49\ .$$

Следовательно условие $I_{m2}/I_{ном}>I_{m1}/I_{ном}$ выполняется.

Уставка блокировки по второй гармонике согласно [10] выбирается равной:

$$I_{дг2}/I_{дг1}=0{,}15\ .$$

По выбранным уставкам дифференциальной защиты (ДЗТ-2) построим тормозную характеристику ступени ДЗТ-2.

$I_{д1}/I_{ном}$=0,3 – базовая уставка ступени;

$K_{торм}=61$ % – коэффициент торможения;

угол φ=31º - наклон тормозной характеристики на втором ее участке ($tg\varphi=\frac{K_{торм}}{100},\varphi=arctg\left(\frac{K_{торм}}{100}\right)=arctg(0{,}61)=31^{\circ}$);

$I_{m1}/I_{ном}$=0,49 – первая точка излома тормозной характеристики;

$I_{m2}/I_{ном}$ =2 – вторая точка излома тормозной характеристики.

Построенная тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 представлена на рисунке 6.2.

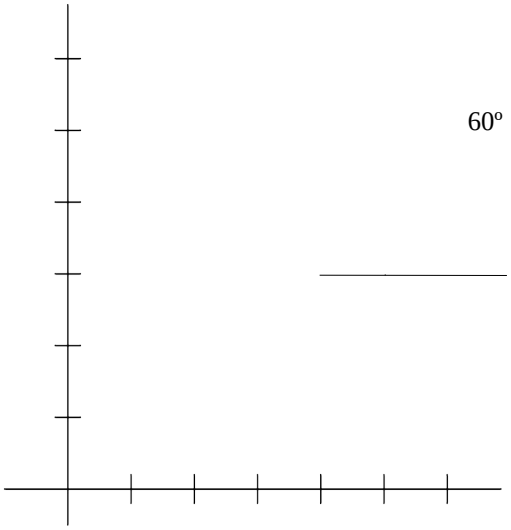

Рисунок 6.2 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-Т» построенная по выбранным условиям

Проверим расчетное соотношение токов $I_{диф}/I_{торм}$ в защите при КЗ в трансформаторе на стороне НН при принятом способе формирования тормозного тока.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме на стороне НН трансформатора, найдем ток двухфазного КЗ:

$$I^{(2)}_{К2\,мин}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\ I^{(3)}_{К2\,мин}, \qquad (6.13)$$

$$I^{(2)}_{К2\,мин}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\ 798=690\ \ A.$$

При одностороннем питании защищаемого трансформатора и при КЗ на стороне НН в зоне действия защиты ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, приведенное к номинальному току трансформатора будет равно:

$$I_{диф}/I_{ном}=690/12,6=54,7 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ:

$I_{торм} / I_{ном}$=0,5·(690/12,6)=27,35 о.е.

Согласно рисунку 6.3 расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов $I_{диф} / I_{торм}$, лежит выше границы разделения областей, поэтому при КЗ на стороне НН происходит срабатывание и защита действует на отключение.

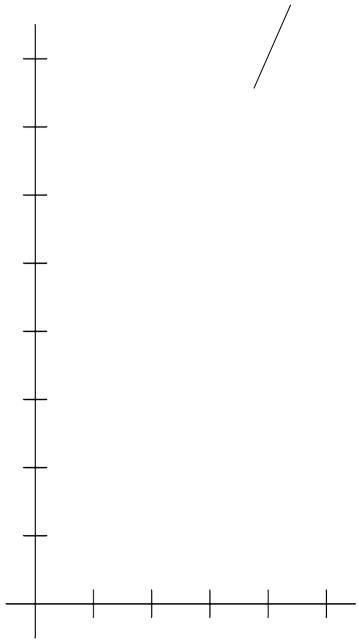

Рисунок 6.3 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-Т» и характеристика короткого замыкания

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной защиты (ДЗТ-2) при КЗ на стороне НН по соотношению относительного дифференциального тока в реле к относительному току срабатывания защиты.

На рисунке 6.3 показана прямая, соединяющая точку КЗ с началом координат. Эта прямая согласно [11] является геометрическим местом точек, соответствующих рассматриваемому случаю КЗ через различные переходные сопротивления, поскольку при появлении и увеличении переходного сопротивления в месте КЗ токораспределение, а следовательно, и соотношение между относительными дифференциальным и относительным тормозным токами не изменяются.

Точка пересечения этой прямой с тормозной характеристикой ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-Т» будет являться точкой, где защита находится на грани срабатывания, при рассматриваемом случае КЗ, но через переходное сопротивление.

Из рисунка 6.3 видно, что величина тока срабатывания защиты в этом случае равна базовой уставке ступени ДЗТ-2: $I_{д1}/I_{ном}$=0,3.

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-Т» в этом случае равен:

$$k_ч = \frac{I_{диф}/I_{ном}}{I_{д1}/I_{ном}} \ , \qquad (6.14)$$

$$k_ч = \frac{54,7}{0,3} = 182,3 \ .$$

182,3>2 отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты *(ДЗТ-3)*. Выбираем следующие уставки сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3):

- $I_д/I_{ном}$ - относительное значение уставки по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты;

- Т – уставка по времени сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбираем меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{д1}/I_{ном}$), а уставка по времени – порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

В связи с вышеизложенным принимаем: $I_д/I_{ном}$=0,1; Т=10 с.

6.3 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_{A\ ВН}$, $I_{B\ ВН}$, $I_{C\ ВН}$ и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания. Под током внешнего короткого замыкания будем понимать ток КЗ в точке К2, приведенный к стороне ВН, т.е. $I_{К2\,макс}^{(3)ВН} = 116\ \ A$.

Тогда:

$$I_{ТО} \geq k_{отс} \cdot I_{К2\,макс}^{(3)ВН}\ , \qquad (6.15)$$

$$I_{ТО} \geq 1{,}3 \cdot 893\ = 1160{,}1\ \ A.$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН):

$$I_{ср.то} \geq \frac{I_{ТО} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ.ВН}}\ , \qquad (6.16)$$

$$I_{ср.то} \geq \frac{1160{,}1 \cdot 1}{50/5}\ \geq 116{,}01\ \ A\ .$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т». Принимаем $I_{ср.то} = 116{,}2\ \ A$.

Далее рассчитываем действительный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{ТО} = \frac{I_{ср.то} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{сх}}\ , \qquad (6.17)$$

$$I_{ТО} = \frac{116{,}2 \cdot 50/5}{1}\ = 1162\ \ A\ .$$

Для проверки чувствительности нам необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке $К_1$ найдем ток двухфазного КЗ:

$$I^{(2)}_{К1\,мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{К1\,мин},$$

$$I^{(2)}_{К1\,мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2450 = 2119 \ A.$$

Проверим коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке $К_1$):

$$k_ч = \frac{I^{(2)}_{К1\,мин}}{I_{ТО}},$$

$$k_ч = \frac{2119}{1162} = 1{,}8 \ .$$

1,8>1,2 , таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-Т».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержку времени токовой отсечки примем $t_{то} = 0{,}1 \ c$.

6.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН)

Резервная максимальная токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможным в устройстве «Сириус-Т».

6.5 Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне ВН. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

При расчете МТЗ-2 ВН будем принимать следующие параметры: коэффициент возврата $k_в = 0{,}92$; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки $k_{отс} = 1{,}2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий $k_c = 1{,}1$.

Находим максимальный ток нагрузки трансформатора согласно выражению:

$$I_{наг.ВН}^{макс} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} \ ,$$

где $S_{наг.ВН}$ – максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А($S_{наг.ВН}$=2,5 МВ·А из раздела 2 РПЗ);

$U_{ном.ВН}$- номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

Тогда получаем:

$$I_{наг.ВН}^{макс} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 12{,}55 \ \ A.$$

Определим ток срабатывания МТЗ с учетом коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{отс} = 1{,}2$ (согласно [7]); коэффициент самозапуска двигателей $k_{зап} = 1{,}5$ (согласно [7]); коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т» $k_в = 0{,}92$ (согласно [4]).

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зап}}{k_в} \cdot I_{наг.ВН}^{макс}, \qquad (6.18)$$

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1{,}2 \cdot 1{,}5}{0{,}92} \cdot 21{,}55 \geq 24{,}55 \ \ A.$$

МТЗ подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН:

$$I_{ср.мтз} \geq \frac{I_{МТЗ} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ.ВН}} \ , \qquad (6.19)$$

$$I_{ср.мтз} \geq \frac{24{,}55 \cdot 1}{50/5} \geq 2{,}455 \ .$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т».

Принимаем $I_{ср.мтз} \geq 2{,}46$.

Действительный ток срабатывания МТЗ-2 ВН:

$$I_{МТЗ} = \frac{I_{ср.мтз} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{сх}} \ ,$$

$$I_{МТЗ} = \frac{2{,}46 \cdot 50/5}{1} \ ,$$

$$I_{МТЗ} = 24{,}6 \ \ A \ .$$

Проверяем коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне НН (в точке K_2):

$$k_ч = \frac{I^{(2)}_{К2мин}}{I_{МТЗ}} \ , \qquad (6.20)$$

$$k_ч = \frac{690}{24{,}6} = 27{,}6 \ .$$

27,6>1,5 следовательно, МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т»:

$$t_{мтз} = t_{max} + \Delta t \ ,$$

где t_{max} – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt – ступень селективности ($\Delta t = 0{,}5 \ \ c$).

Время срабатывания МТЗ-2 ВН:

$$t_{мтз} = 1,6 + 0,5 = 2,1 \ \ c.$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

6.6 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства использования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, т.е. приведение тока не нужно.

Уставка сигнала перегрузки:

$$I_{ПЕР} = \frac{k_{отс}}{k_в} \cdot I_{В.НОМ}, \qquad (6.21)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки ($k_{отс} = 1,05$);

$k_в$ - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т» ($k_в = 0,92$);

$I_{В.НОМ}$ - номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки (с учетом увеличения его на 5% при регулировании напряжения).

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на сторона ВН и НН равны соответственно 1,3 и 4,4 А (данные таблицы 6.2). Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{ПЕР.ВН} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 1,3 = 1,56,$$

$$I_{ПЕР.НН} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 4,4 = 5,27.$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит.

Время срабатывания защиты от перегрузки:

$$T_{ПЕРЕГР} = t_{max} + \Delta t;$$

$$T_{ПЕРЕГР} = 2{,}1 + 0{,}5 = 2{,}6 \ \ c.$$

Используем выдержку времени «$T_{ПЕРЕГР}$» в устройстве «Сириус-Т».

6.7 Газовая защита трансформатора

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах, преобразовательных агрегатах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители. В данном случае она применяется для защиты трансформатора.

Газовая защита получила широкое применение в качестве чувствительной при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканиях), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газовыделении, происходящем при КЗ, - сигнал на отключение трансформатора. Помимо этого, газовая защита реагирует на понижение уровня масла в баке трансформатора.

Опасным внутренним повреждением является «пожар в стали» магнитопровода, возникающий при нарушении изоляции между листами стали сердечника, что ведёт к увеличению потерь на гистерезис и вихревые токи.

В качестве реагирующего органа ставится газовое реле типа РГТ-80.

В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена раздельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

6. 8 Параметры настройки (уставки) защит трансформатора, выполненных с применением устройства «Сириус-Т»

В таблице 3 приведены выбранные нами параметры настройки (уставки) защит трансформатора, выполненных с применением устройства «Сириус-Т».

Таблица 6.3 – Параметры настройки защит трансформатора с применением устройства «Сириус-Т»

Наименование параметра	Параметр
1	2
ОБЩИЕ УСТАВКИ	
Первичное номинальное значение тока трансформатора тока стороны ВН. «$I_{ном\ тт\ вн}$», А	20
Первичное номинальное значение тока трансформатора тока стороны НН. «$I_{ном\ тт\ нн}$», А	150
УСТАВКИ ОБЩ.ДЗТ	
Вторичный номинальный ток обмотки ВН силового трансформатора. «$I_{ном\ вн}$», *А*	1,3

Продолжение таблицы 6.3

1	2
Вторичный номинальный ток обмотки НН силового трансформатора. «$I_{ном\ нн}$», *А*	4,4
Группа цифровой сборки ТТ на стороне ВН. «*Группа ТТ ВН*»	11
Группа цифровой сборки ТТ на стороне НН. «*Группа ТТ НН*»	0
Диапазон регулирования РПН. «*Размах РПН*»,%	15
УСТАВКИ ДЗТ-1	
«Функция» ДЗТ-1, позволяет ввести или полностью вывести данную ступень защиты	«Вкл.»
Пороговый дифференциальный ток срабатывания данной ступени защиты. «$I_{диф} / I_{ном}$»	54,7
Время срабатывания ступени защиты. «Т», с	0,00
УСТАВКИ ДЗТ-2	
«Функция» ДЗТ-2, позволяет ввести или полностью вывести данную ступень защиты	«Вкл.»
Первая точка перегиба характеристики срабатывания. «$I_{д1} / I_{ном}$»	0,3
Коэффициент торможения второго участка характеристики. «$K_{торм}$», %	61
Вторая точка перегиба характеристики срабатывания. «$I_{т2} / I_{ном}$»	2,0
Пороговое значение отношения действующего значения второй гармоники к действующему значению первой гармоники дифференциального тока, при котором срабатывает блокировка по второй гармонике ступени ДЗТ-2. «$I_{дг2} / I_{дг1}$»	0,15
УСТАВКИ ДЗТ-3	

Продолжение таблицы 6.3

1	2
«Функция» ДЗТ-2, позволяет ввести в действие функцию контроля небаланса в плечах дифференциальной защиты	«Вкл.»
Задает пороговый дифференциальный ток срабатывания сигнализации. «$I_д / I_{ном}$»	0,1
Время задержки срабатывания сигнализации. «Т», с	10
УСТАВКИ МТЗ-1 ВН	
«Функция» МТЗ-1 ВН, позволяет ввести или полностью вывести данную ступень защиты	«Вкл.»
Пороговый вторичный ток срабатывания данной ступени защиты. «I», А	116,2
Время срабатывания ступени защиты. «Т», с	0,1
Комбинированный пуск по напряжению. «ВМ-блокировка»	«Откл.»
УСТАВКИ МТЗ-2 ВН	
«Функция» МТЗ-2 ВН, позволяет ввести или полностью вывести данную ступень защиты	«Вкл.»
Пороговый вторичный ток срабатывания данной ступени защиты. «I», А	24,6
Время срабатывания ступени защиты. «Т», с	2,1
Комбинированный пуск по напряжению. «ВМ-блокировка»	«Откл.»
УСТАВКИ ПЕРЕГРУЗКИ	
«Функция ВН», позволяет ввести в действие контроль перегрузки по току стороны ВН	«Вкл.»
Пороговое значение вторичного тока, при котором срабатывает сигнализация перегрузки стороны ВН. «$I_{ВН}$», А	1,56

Продолжение таблицы 6.3

1	2
«Функция НН», позволяет ввести в действие контроль перегрузки по току стороны НН	«Вкл.»
Пороговое значение вторичного тока, при котором срабатывает сигнализация перегрузки стороны НН. «$I_{НН}$», А	5,27
Время задержки срабатывания сигнализации перегрузки. «$Т_{ПЕРЕГР}$», с	2,6

Вывод. Таким образом, был произведён расчёт параметров настройки микропроцессорной защиты «Сириус-Т» и выбрана газовая защита РГТ-80.

7 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

7.1 Анализ базового и проектируемого варианта

В процессе модернизации подстанции «Нагорная» было заменено устаревшее оборудование: масленые выключатели, разрядники. Это позволило повысить качество и надежность электроснабжения.

В целом структураная и функциональная модель проекта подстанции представлены на рисунках 7.1 и 7.2.

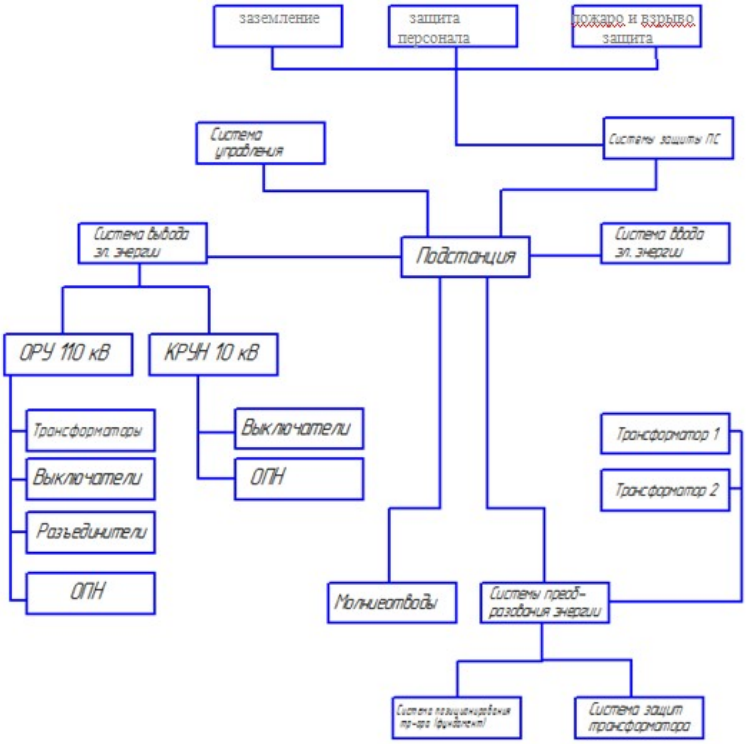

Рисунок 7.1 - Структурная модель

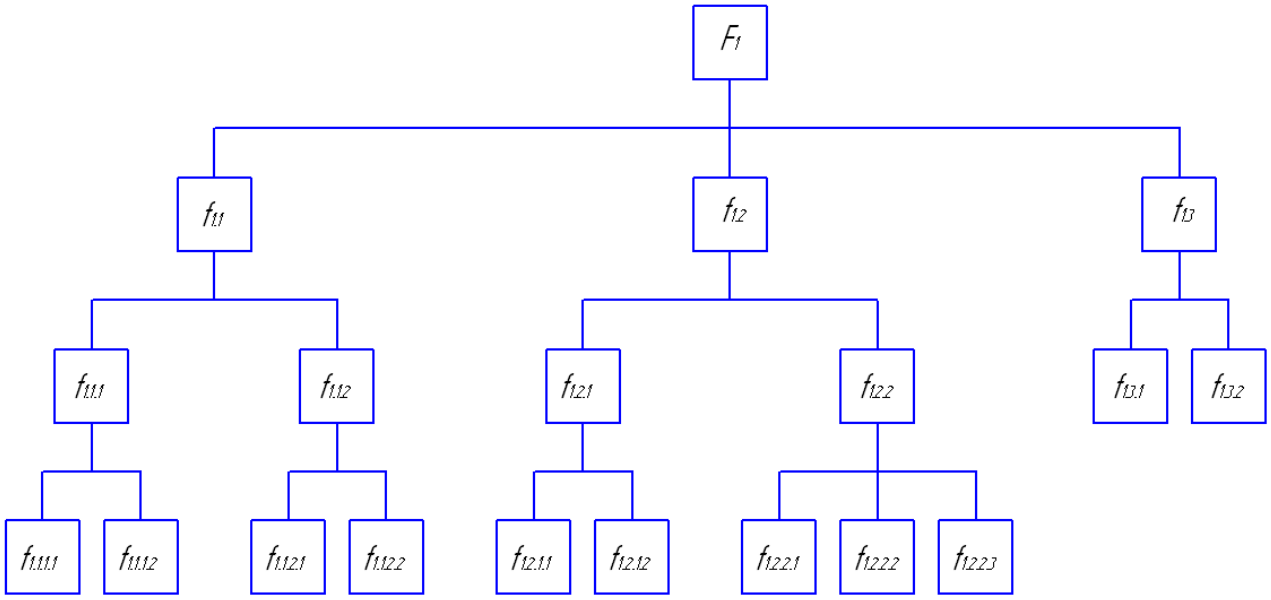

Рисунок 7.2 - Функциональная модель

F_1 – электроснабжение потребителей;

$f_{1.1}$ – обеспечение бесперебойного электроснабжения;

$f_{1.2}$ – обеспечение безопасного электроснабжения;

$f_{1.3}$ – обеспечение управления и учёта электроснабжения;

$f_{1.1.1}$ – резервирование подачи электроэнергии;

$f_{1.1.2}$ – обеспечение коммутаций в нормальном и аварийном режимах;

$f_{1.2.1}$ – защита подстанции и питающих линий от грозовых перенапряжений;

$f_{1.2.2}$ – защита от токов короткого замыкания;

$f_{1.3.1}$ – устройство телемеханики;

$f_{1.3.2}$ – устройство автоматического учёта электроэнергии;

$f_{1.1.1.1}$ – установка ремонтной перемычки;

$f_{1.1.1.2}$ – установка двух трансформаторов 110/10 кВ;

$f_{1.1.2.1}$ – установка элегазовых выключателей на стороне 110;

$f_{1.1.2.2}$ – установка вакуумных выключателей на стороне 10 кВ;

$f_{1.2.1.1}$ – установка ограничителей перенапряжения;

$f_{1.2.1.2}$ – установка молниезащиты;

$f_{1.2.2.1}$ – установка основной защиты трансформатора;

$f_{1.2.2.2}$ – установка резервной защиты трансформатора;

$f_{1.2.2.3}$ – выполнение защитного заземления.

7.2 Расчет окупаемости и экономическая оценка проекта

Проведем оценку экономической эффективности проекта.

Для расчета делаем следующие допущения:

1 Модернизация подстанции. Инвестирование проекта осуществляется за счет собственных средств;

2 Горизонт расчета принимаем 10 лет. Шаг расчета устанавливаем 1год;

3 Тариф на покупаемую электроэнергию для шага 0 принимаем 3,2 руб./кВт·ч. Принимаем также, что в последующие годы тариф на покупаемую электроэнергию растет на 10% в год. Тариф на электроэнергию, отпускаемую потребителям с шин 10 кВ, принимаем на 10% выше;

4 Норму дисконта принимаем равной 0,15;

5 Норму отчислений на эксплуатацию принимаем 6 % на все оборудование;

6 Инфляцию не учитываем.

Инвестиции в проект представлены в таблице 7.3.

Цены на оборудование соответствуют уровню цен 2015-2016 гг. [22]. Окупаемость проекта достигается за счёт выручки от продажи электрической энергии потребителям, а также за счёт повышения качества электроэнергии, отпускаемой в сеть.

Схема формирования денежного потока представлена в таблице 7.7.

В первую строку таблицы вносим инвестиции в прект.

Остальные расчеты проводим в таблице 7.7.

Таблица 7.3 – Инвестиционные вложения в проект

Наименование	Тип	Кол-во, шт.	Цена за ед., тыс. руб.	Цена, тыс.руб
Трансформатор	ТМН-2500/110	2	1200	2400
Выключатель элегазовый 110кВ	ВЭБ-110	5	480	2400
Выключатель вакуумный 10 кВ	ВВ/TEL-10	11	87,5	963
Разъединитель 110 кВ	РПД -110	6	22,5	135
Ограничитель перенапряжения	ОПН - 110	8	6,25	50
Ячейки КРУН	КРН-III	13	120,8	1571
		Итого:		7519

Далее для каждого шага определяем отчисления на обслуживание из расчета 6% от инвестиционных вложений и заполняем вторую строку таблицы.

В третью строку таблицы вносим тариф на электроэнергию, увеличивая его с каждым шагом на 10%. Затраты на покупку электроэнергии (строка 4) определяем по формуле из [14]

$$З_W=(\Sigma P_i \cdot T_{нб}+\Delta P_\Sigma \cdot \tau)\cdot C_э, \quad (7.7)$$

где ΣP_i=0,73 МВт; $T_{нб}$=6000 ч/год; τ=4800 ч/год;

$C_э$ - стоимость электроенергии;

$$\Delta P_\Sigma = \Delta P_{ПС} + \Delta P_{хх}; \quad (7.8)$$

$$\Delta P_{ПС}=0,5\cdot \Delta P_К \cdot S^2_{н.б}/ S^2_{ном.т.}; \quad (7.9)$$

$$\Delta P_{ПС}=0,5\cdot 0,022\cdot 0,810^2/ 2,5^2=0,001 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_\Sigma = 0,001+0,006=0,007 \text{ МВт}.$$

На шаге 1 затраты на покупку электроэнергии составят

$$З_{W1}=(0,73\cdot6000+0,007\cdot4800)\cdot3,2=14123,52 \text{ тыс.руб./год.}$$

В пятую строку таблицы помещаем общие затраты. Они определяются суммированием данных второй и четвертой строк. В шестую строку помещаем результаты, получаемые от реализации проекта. В данном случае, единственный результат – это выручка от продажи электроэнергии потребителям. Ее определяем по формуле из [14]

$$P_W=\Sigma P_i\cdot T_{нб}\cdot1,1\cdot C_э. \quad (7.10)$$

На шаге 1 выручка от продажи электроэнергии составит

$$P_{W1}=0,73\cdot6000\cdot1,1\cdot3,2=15417,6 \text{ тыс.руб./год.}$$

Приведенный эффект на каждом шаге расчета определяем, вычитая из результата строки 6 общие затраты (без инвестиций) и заполняем строку 7.

В восьмую строку помещаем значения коэффициента дисконтирования, определяемого по формуле из [14]

$$K_{qi}=1/(1+E)^i. \quad (7.11)$$

В соответствии с принятыми допущениями, норма дисконта E=0,15. Для шага 1 коэффициент дисконтирования

$$K_{q1}=1/(1+0,15)^1=0,87.$$

В последней строке таблицы 3.4 определяем на каждом шаге чистый дисконтированный доход. На шаге 0 он отрицательный и равен инвестиционным вложениям (-7519 тыс.руб). На шаге 1 к нему добавляется приведенный эффект с учетом коэффициента дисконтирования

$$ЧДД_1=ЧДД_0+(P_{W1}-З_{W1})\cdot K_{q1}; \quad (7.12)$$

$$ЧДД_1=-7519+(15417,6-14590,14)\cdot0,87=-6393,71 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет чистого дисконтированного дохода на остальных шагах производим аналогично, все результаты расчета сводим в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 – Расчет чистого дисконтированного дохода

Показатель	**Единица измерен.**	Величина показателя по шагам (годам)											
		шаг 0	шаг 1	шаг 2	шаг 3	шаг 4	шаг 5	шаг 6	шаг 7	шаг 8	шаг 9	шаг 10	шаг 11
Инвестиции в проект	тыс.руб. / год	7519											
Отчисления на эксплуатационное обслуживание	тыс.руб. / год	451,14	451,14	451,14	451,14	451,14	451,14	451,14	451,14	451,14	451,14	451,14	451,14
Тариф на покупаемую электроэнергию	тыс. руб . / кВт·ч	3,2	3,32	3,45	3,59	3,75	3,92	4	4,11	4,32	4,55	4,8	5,1
Затраты на покупку электроэнергии	тыс.руб. / год		14123,5	14653,1	15226,9	15844	16551	17301	17654	18139	19066	20081	21185
Общие затраты (без инвест-ных вложений)	тыс.руб. / год		14590,1	15119,7	15693,5	16311,4	17017,6	17767	18121	18606	19533	20548	21651
Выручка от реализации электроэнергии	тыс.руб. / год		15417,6	15995,7	16622,1	17296,6	18067,5	18886	19272	19801,9	20813	21921	23126
Приведенный эффект	тыс.руб. / год		827,46	875,99	928,56	985,18	1049,88	1118,6	1150,9	1195,4	1280,3	1373,4	1474,5
Коэффициент дисконтирования	-	1,000	0,870	0,756	0,658	0,572	0,497	0,432	0,376	0,327	0,284	0,247	0,215
Чистый дисконтированный доход	тыс.руб.	-7519	-6393,7	-5378,5	-4461,1	-3631,0	-2877,1	-2191,7	-1583,6	-1040,3	-543,7	-88,88	328,35

График окупаемости проекта представлен на рисунке 7.7.

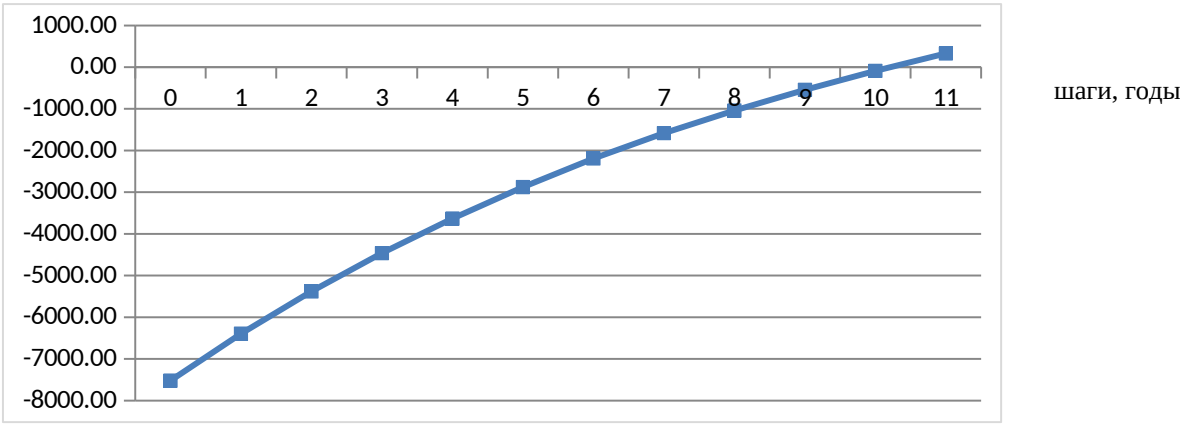

Рисунок 7.2 – График окупаемости проекта

Вывод. По построенным диаграммам видно, что качество заданных функций проектного решения выше, чем у базового варианта. Это значит, что повышение надёжности путём замены коммутационного оборудования положительно повлияло на качество электроснабжения потребителей подстанции. Относительная же стоимость, включающая в себя установку, затраты на монтаж и обслуживание вновь проектируемого оборудования по сравнению со старым, уменьшилась. Срок окупаемости проекта составил 10,3 года. Отсюда можно сделать вывод, что проектное решение модернизации подстанции было верным.

8 ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ

В стадии реализации проекта необходимо решить ряд задач, касающихся безопасности и экологичности проекта.

Подстанция 110/10 кВ «Нагорная» является объектом повышенной опасности. Это прежде всего определяется опасность поражения обслуживающего персонала электрическим током, а также вредным воздействием электрического и магнитного полей на все окружающие биологические организмы.

Данный проект модернизации предусматривает некоторое увеличение площади территории подстанции, поэтому необходимо пересмотреть вопросы, связанные с молниезащитой и защитным заземлением электрооборудования на территории подстанции, а также рассмотреть ряд других не менее важных вопросов, касающихся данного раздела.

8.1 Безопасность труда

8.1.1 Виды и характеристика помещений (где эксплуатируются электроустановки) в отношении опасности поражения людей электрическим током

В отношении опасности поражения людей электрическим током помещения различаются на:

1 Помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

2 Помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих повышенную опасность: сырость или токопроводящая пыль.

Сырые помещения – помещения, в которых относительная влажность воздуха превышает 75 %.

Пыльные помещения – помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая пыль, которая может оседать на токоведущих частях, проникать внутрь машин, аппаратов и т.п.; токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.); высокая температура.

Жаркие помещения – помещения, в которых под воздействием различных тепловых излучений температура постоянно или периодически (более 1 суток) превышает +35°С (например, помещения с сушилками, обжигательными печами, котельные); возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой;

3 Особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность: особая сырость.

Особо сырые помещения – помещения, в которых относительная влажность воздуха близка к 100 % (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой); химически активная или органическая среда.

Помещения с химически активной или органической средой – помещения, в которых постоянно или в течение длительного времени содержатся агрессивные пары, газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования, одновременно два или более условий повышенной опасности. Территория открытых электроустановок в отношении опасности поражения людей электрическим током приравнивается к особо опасным помещениям.

8.1.2 Меры защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме

Все меры защиты от поражения электрическим током классифицируются на меры защиты от прямого прикосновения и меры защиты от косвенного прикосновения.

Согласно ПУЭ для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме (прямое прикосновение) должны быть применены следующие меры защиты:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждение и оболочка;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого напряжения).

В РУ 10 кВ и РУ 0,4 кВ будут установлены КРУ заводского исполнения, поэтому дополнительных средств защиты в проекте не предусматриваем. Необходимо только занулить корпус электроустановки, а также заземлить ввод/вывод кабельных линии. Также необходимо руководствоваться инструкциями по монтажу на данное оборудование.

В систему защиты входят «устройство защитного отключения» (УЗО).

8.1.3 Меры защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции (косвенное прикосновение), ПУЭ предусматривает следующие меры защиты, основными из которых являются:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;

- уравнивание потенциалов.

Защитное заземление – это преднамеренное соединение металлических нетоковедущих частей электроустановки с землей. Электрическое сопротивление такого соединения должно быть минимальным (не более 4 Ом для сетей с напряжением до 1000 В и не более 10 Ом для остальных сетей).

Различают два типа заземления: выносное и контурное. Выносное заземление характеризуется тем, что его заземлитель (элемент заземляющего устройства, непосредственно контактирующий с землей) вынесен за пределы площадки, на которой установлено оборудование. Контурное заземление состоит из нескольких соединенных заземлителей, размещенных по контуру площадки с защищаемым оборудованием. Заземлять электрические приборы строго запрещено на батареи отопления и водопроводные трубы, поскольку при контакте с ними ничего не подозревающий человек получит травму.

Зануление – это преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением. Оно считается основным средством обеспечения электробезопасности в трехфазных сетях. Смысл зануления состоит в том, что оно превращает замыкание фазы на корпус в однофазное короткое замыкание, в результате которого срабатывает защита (перегорает предохранитель), отключая поврежденный участок сети.

8.1.4 Средства защиты используемые от поражения электрическим током

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) используются для предотвращения опасного воздействия на организм человека электрического тока, дуги или электрического поля. Средства индивидуальной защиты включает различные приспособления, устройства и инструмент, применяемый для обеспечения безопасности персонала при выполнении ремонтных или

оперативных работ с токоведущими частями воздушных линий, распределительных устройств и другого электрооборудования.

Средства защиты в электроустановках разделяются на две группы:

- основные средства защиты от поражения током, к которым относятся средства, выдерживающие рабочее напряжение и допускающие касание токоведущих элементов оборудования (изолирующие оперативные штанги, указатели высокого и низкого напряжения, переносные заземления и т.д.), находятся в ЗРУ-6.

- дополнительные средства личной защиты от тока, объединяющие приспособления для усиления безопасности персонала, использующего основные защитные средства (диэлектрические галоши, боты, перчатки, коврики, дорожки и изолирующие перчатки), находятся в ЗРУ-6.

Основные электрозащитные средства защиты применяемые в электроустановках до 1000 В и выше 1000 В:

-штанги изолирующие;

-клещи изолирующие;

-клещи электроизмерительные;

-указатели напряжения;

-инструмент слесарно-монтажный с изолирующими рукоятками;

-указатели напряжения бесконтактные;

-переносные заземления.

Дополнительные электрозащитные средства:

-диэлектрические перчатки;

-диэлектрические коврики;

-изолирующие подставки и накладки;

-сигнализаторы напряжения индивидуальные;

-сигнализаторы напряжения стационарные.

Также предусмотрим следующие защитные средства, для обеспечения безопасных работ:

– резиновые диэлектрические перчатки SPERIAN Э29-34 (2 пары);

– коврик диэлектрический 500 × 500 мм (4 шт.);

– переносные заземления ПЗУ–1 (1 шт.) и ЗРЛ–10 (2 шт.);

– указатели напряжения УНН–1Д (1 шт.) и УВН–1Д (1 шт.);

– комплект предупредительных плакатов: «СТОЙ напряжение», «ВЛЕЗАТЬ здесь», «РАБОТАТЬ здесь», «ЗАЗЕМЛЕНО», НЕ ВКЛЮЧАТЬ! работают люди», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ! работа на линии», «НЕ ВЛЕЗАЙ убьет».

8.2 Пожарная безопасность

Для предотвращения возникновения пожара предусмотрена противопожарная полоса вокруг подстанции шириной 50 м. А также железобетонный забор, высотой 2,4м. Для ликвидации последствий может привлекаться персонал ПС и пожарная служба.

Меры по предотвращению и ликвидации пожара [15]:

1) своевременный плановый осмотр и ремонт оборудования;

2) установка средств автоматического отключения неисправного электрооборудования (РС83-ДТ2).

8.3 Охрана окружающей среды

Влияние подстанции на окружающую среду разнообразно. Вредное действие биологически активных электрического и магнитного полей проявляется только при очень высоких напряженностях, возникающих на расстоянии до 1-1,5 м от проводов фаз ВЛ и представляет опасность при работе под напряжением.

Подстанция не оказывает вредного влияния на атмосферный воздух, т.к. при эксплуатации отсутствуют выбросы. При производстве работ не допускается:

- захламление территории строительными материалами, отходами и мусором, загрязнение токсичными веществами;
- вылив и утечки горюче-смазочных материалов.

На территории подстанции имеется контейнеры для бытовых и строительных отходов. При эксплуатации сооружения воздействия на водные объекты не производится. Применяемые строительные материалы химически не агрессивны и соответствующими нормативными документами рекомендуются к использованию.

На подстанции применяются с масляной изоляцией трансформаторы. При эксплуатации данного оборудования возможны частичные разливы масла. Разлив происходит в пределах маслосборников и поэтому на окружающую среду не оказывает большого влияния.

8.4 Освещение

Расчет освещения. На подстанции «Нагорная» работы проводятся в основном в светлое время суток, освещение ОРУ-110 кВ необходимо в аварийных ситуациях, когда приходится устранять последствия аварии в темное время суток. Территория подстанции освещается прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220/380 В. Рабочее освещение осуществляется от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В от сети собственных нужд.

Нормированная освещенность для ОРУ 30 лк

Территория открытого распределительного устройства подстанции «Нагорная» составляет 29×49 м.

Расчеты освещения ОРУ подстанции были произведены в програме Light-in-Night Road. В результате выбираем 4 прожектора LT-UMS 1000H со следующими характеристиками:

- Световой поток 67154 лм;

- Мощность лампы 1000 Вт
- КПД 75%.

График распределения светового потока представлен на рисунке 1.

Результаты вычислений.

Средняя освещенность ОРУ: $E_{ср} = 74 \ лк$,

Максимальная: $E_{max} = 113 \ лк$.

Из расчетов можно сделать вывод от том, что выбранное освещение подстанции удовлетворяет условию.

8.5 Расчет молниезащиты подстанции

Согласно требованиям РД 34.21.122-87 [13] для ряда объектов ожидаемое количество поражений молнией является показателем, определяющим необходимость выполнения молниезащиты и ее надежность.

Трансформаторная подстанция согласно ПУЭ создает зону класса П-III. В соответствии с таблицей 1 РД 34.21.122-87 [20] и N=0,02 тип зоны защиты – зона Б; категория молниезащиты II. Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми молниеотводами М1 и М2 (молниеприемник стержневой сборный МСС-3-30).

Подсчет ожидаемого количества N поражений молнией в год производится по формуле:

для зданий и сооружений прямоугольной формы

$$N = \left[(S + 6h)(L + 6h) - 7{,}7h^2 \right] n \cdot 10^{-6}, \qquad (8.18)$$

где h - наибольшая высота здания или сооружения, м;

S, L - соответственно ширина и длина здания или сооружения, м;

n - среднегодовое число ударов молнии в 1 км земной поверхности (удельная плотность, ударов молнии в землю) в месте нахождения здания или сооружения.

Для зданий и сооружений сложной конфигурации в качестве S и L рассматриваются ширина и длина наименьшего прямоугольника, в который может быть вписано здание или сооружение в плане.

Расчет и построение зон защиты молниеотводов

Для произвольного пункта на территории России удельная плотность ударов молнии в землю n определяется исходя из среднегодовой продолжительности гроз в часах. Для Курганской области она составляет 55 ч/год, тогда n=4.

$$N=\left[(29+6\cdot 7{,}5)\cdot(49+6\cdot 7{,}5)-7{,}7\cdot 7{,}5^2\right]\cdot 4\cdot 10^{-6}=0{,}021$$

.

Зона защиты представлена на рисунке 8.5

Согласно РД 34.21.122-87 [13] расчет молниеотводов производится для каждого молниеотвода по отдельности, а определение r_{cx} и h_c попарно для молниеотводов в зависимости от конфигурации.

Проводим расчет молниеотводов:

$h_1=30\,м$; $h_2=30\,м$ высота молниеотводов; высота защищаемых зон $h_{x1}=7{,}5$ м - высота вводных порталов ВЛ 110 кВ и вводных порталов силовых трансформаторов; $h_{x1}=5{,}5$ - высота электрооборудования; расстояние между молниеотводами М1 и М2 $L=31$ м.

Зона защиты одиночных стержневых молниеотводов М1 и М2 имеют следующие габаритные размеры.

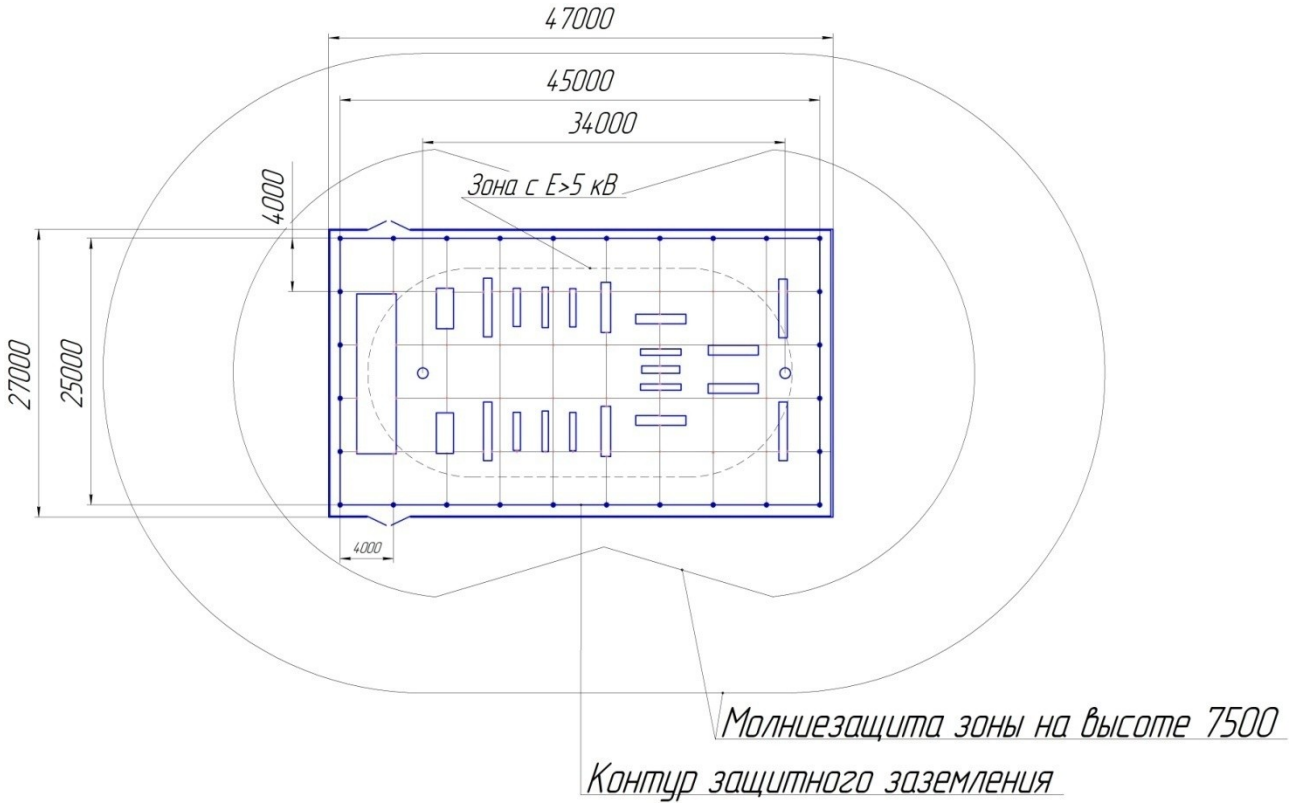

Рисунок 8.5 – Зона защиты молниезащиты

$$h_{01} = 0{,}92 \cdot h_1; \tag{8.19}$$

$$h_{01} = 0{,}92 \cdot 30 = 27{,}6;$$

$$r_0 = 1{,}5 \cdot h_1; \tag{8.20}$$

$$r_0 = 1{,}5 \cdot 30 = 45;$$

$$h_c = h_0 - 0{,}14 \cdot (L - h); \tag{8.21}$$

$$h_c = 27{,}6 - 0{,}14 \cdot (34 - 30) = 27{,}04\ м;$$

$$r_{x1} = 1{,}5 \cdot \left(h_1 - \frac{h_{xi}}{0{,}92}\right); \tag{8.22}$$

$$r_{x1} = 1{,}5 \cdot \left(30 - \frac{7{,}5}{0{,}92}\right) = 32{,}7;$$

$$r_{x2} = 1{,}5 \cdot \left(30 - \frac{5{,}5}{0{,}92}\right) = 36,$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot (h_c - h_x) / h_c; \tag{8.23}$$

$$r_{cx} = 45 \cdot (27{,}04 - 7{,}5) / 27{,}04 = 32{,}5.$$

Технические характеристики молниезащиты:

1) Категория молниезащиты II;

2) зона защиты типа Б;

3) высота молниеотводов $M_1 = M_2 = 30$ м;

4) материал молниеприёмников - сталь, основания молниеприёмников железобетонные.

8.6 Защитное заземление

Согласно [17] глава 1.7, для безопасного ведения работ на территории подстанции, необходимо обеспечить защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током. И, согласно ПУЭ, одним из самых эффективных методов по обеспечению данных мер является применение защитного заземления.

Заземляющие устройства в электроустановках 110 кВ и выше должны проектироваться так, чтобы в любое время года на всей территории подстанции напряжение прикосновения, под которое может попасть человек, не превышало допустимого напряжения $U_{ПР} \leq U_{ПР.ДОП}$. Безопасная величина $U_{ПР.ДОП}$ зависит от времени его воздействия на человека. Рекомендуемые величины $U_{ПР.ДОП}$ приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Допустимое напряжение прикосновения [18]

Длительность воздействия $\tau_в$, $с$	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1	От 1 до 3
$U_{ПР.ДОП}$, В	500	400	200	130	100	65

Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос, уложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, уложенных в поперечном

направлении и создающих заземляющую сетку. Сложный заземлитель заменяется расчетной квадратной моделью (рисунок 8.2) при условии равенства их площадей S, общей длины горизонтальных проводников, глубины их заложения *t*, числа и длины вертикальных заземлителей *l* и глубины их заложения. При проведении расчета многослойный грунт заменяется двухслойным: верхний толщиной h_1 с удельным сопротивлением ρ_1 (слой сезонных изменений), нижний – с удельным сопротивлением ρ_2.

Исходные данные:

1) площадь контура защитного заземления подстанции: $S = 25 \times 45\, м^2$;
2) удельное сопротивление верхнего слоя грунта: $\rho_1 = 450\, Ом \cdot м$;
3) удельное сопротивление нижнего слоя грунта: $\rho_2 = 180\, Ом \cdot м$;
4) глубина промерзания грунта: $h_1 = 1,95\, м$;
5) глубина заложения заземлителя: $t = 0,7\, м$;
6) длина вертикального заземлителя: $l = 5\, м$;
7) расстояние между вертикальными заземлителями: $a = 5\, м$.

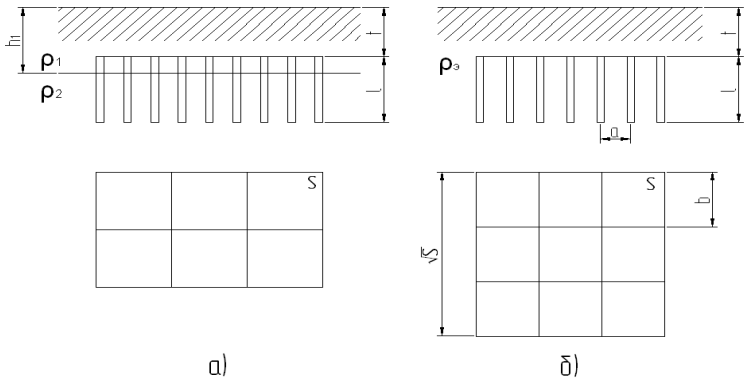

Рисунок 8.2 – Расчет сложных заземлителей:

а – заземляющее устройство подстанции; б – расчетная модель.

Расчет производится в следующем порядке.

1) намечается схема заземляющего устройства.

2) определяется время $\tau_в$ и находится допустимое напряжение прикосновения.

$$\tau_B = t_{P,3} + t_{O,B};$$

$$\tau_B = 0,05 + 0,05 = 0,1\,c.$$

Допустимое напряжение прикосновения (таблица 8.3):

$$U_{ПР.ДОП} = 500\,B$$

.

3) определяется коэффициент напряжения прикосновения по формуле:

$$k_П = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_Г}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \qquad (8.6)$$

где M - параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2;

β - коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока со ступней на землю;

l_B - длина вертикального заземлителя;

$L_Г$ - суммарная длина горизонтальных заземлителей;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

S=25·45=1125 – площадь заземляющего устройства.

$$L_Г = 25 \cdot 10 + 45 \cdot 6 = 520\,м.$$

$$\beta = \frac{R_ч}{R_ч + R_C}, \qquad (8.7)$$

где $R_Ч$ - сопротивление тела человека, при расчетах принимают равным $R_ч = 1000\,Ом$;

R_C - сопротивление растеканию тока от ступней в землю, принимают $R_C = 1{,}5\rho_{BC}$;

ρ_{BC} - удельное сопротивление верхнего слоя земли Ом·м.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1{,}5 \cdot 450} = 0{,}597$$

.

Величина параметра M [14]:

$$\rho_1 / \rho_2 = 450/130 = 3{,}5;$$

$$M = 0{,}69$$

.

Для контура выбираем вертикальные заземлители длиной 20 м. Суммарная длина горизонтальных заземлителей 380 м. Расстояние между вертикальными заземлителями 4 м.

$$k_П = \frac{0{,}69 \cdot 0{,}597}{\left(\frac{16 \cdot 520}{5 \cdot \sqrt{1125}}\right)^{0{,}45}} = 0{,}070$$

.

4) напряжение на заземлителе:

$$U_З = \frac{U_{ПР.ДОП}}{k_П} \quad . \qquad (8.8)$$

$U_З = \frac{500}{0{,}070} = 7142\,В$, что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

5) находится допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{З.ДОП} = \frac{U_З}{I_З}, \qquad (8.9)$$

где $I_з$ - ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном коротком замыкании (с некоторым запасом может быть принят равным току трехфазного КЗ, $I_{ПО}^{(3)}=3636$ А).

$$R_{З.ДОП}=\frac{7142}{3636}=1,96\,Ом$$

.

6) заземляющее устройство преобразуется в расчетную модель квадратной формы, площадь которой и суммарная длина горизонтальных заземлителей такие же, как в реальной модели рисунок 8.2 б.

Сторона квадратной модели $\sqrt{S}=\sqrt{25\cdot 45}=33,5\,м$.

Число ячеек по стороне модели:

$$m=\frac{L_г}{2\sqrt{S}}-1,шт \quad m=\frac{520}{2\cdot 33,5}-1=7,7$$

; шт, (8.10)

принимаем $m=8$ шт (принимается ближайшее целое).

Длина стороны ячейки:

$$в=\frac{\sqrt{S}}{m}$$

; (8.11)

$$в=\frac{33,5}{8}=4,2\approx 4\,м$$

;

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_в=\frac{4\sqrt{S}}{a} \quad n_в=\frac{4\cdot 33,5}{5}=27,8\,шт \quad n_в=28\,шт$$

; принимаем . (8.12)

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad L_B = 16 \cdot 28 = 448\,м$$
; . (8.13)

По расчетной модели определяется сопротивление реального заземляющего устройства, для чего рассчитывается относительная глубина заложения заземлителя:

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t_Г}{\sqrt{S}} = \frac{16 + 0{,}7}{33{,}5} = 0{,}49$$
,

где $t_г$ - глубина заложения заземлителя.

Найдем значение параметра А, необходимого для уточненного значения сопротивления заземляющего устройства:

$$A = \left(0{,}444 - 0{,}84 \cdot \frac{l_в + t_г}{\sqrt{S}}\right); \quad (8.14)$$

$$A = 0{,}444 - 0{,}84 \cdot 0{,}47 = 0{,}05;$$

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = 0{,}01$$
.

Определяем относительное эквивалентное удельное сопротивление грунта расчетной модели $\frac{\rho_Э}{\rho_2}$. Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными заземлителями $\frac{\rho_Э}{\rho_2} = 1{,}344$, тогда $\rho_Э = 1{,}344 \cdot \rho_2 = 1{,}344 \cdot 180 = 241\,Ом \cdot м$.

Затем находится:

$$R_З = A\frac{\rho_Э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_Э}{L_Г^{'} + L_B}$$
; (8.15)

$R_З = 0,05 \cdot \frac{241}{33,5} + \frac{241}{520+448} = 0,59\,Ом$, что меньше допустимого $R_{З.ДОП} = 1,88\,Ом$.

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{ПР} = k_П \cdot I_З \cdot R_З \quad ; \qquad (8.16)$$

$U_{ПР} = 0,070 \cdot 3636 \cdot 0,59 = 150\,В$, что меньше допустимого значения 500 В.

Определим наибольший ток, стекающий с заземлителей подстанции при однофазном коротком замыкании:

$$I_{З,\max} = \frac{U_{ПР.ДОП}}{k_П R_З} \quad ; \qquad I_{З,\max} = \frac{500}{0,070 \cdot 0,59} = 12106\,А \quad . \qquad (8.17)$$

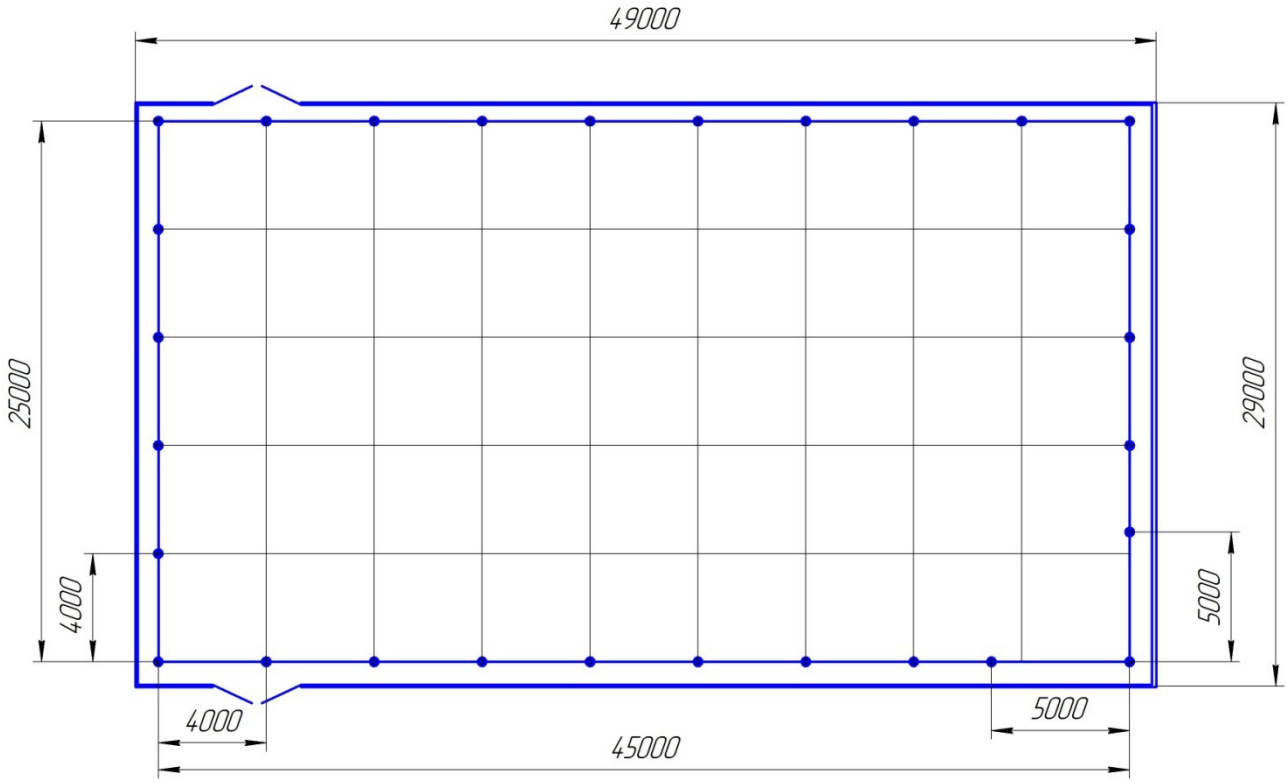

Рисунок 8.3 – Защитное заземление подстанции

Из расчетов видно, что спроектированный контур заземления удовлетворяет всем необходимым требованиям по обеспечению электробезопасности. Следовательно, может быть использован на

спроектированной подстанции.

Вывод. В этом разделе работы мы проанализировали вредные и опасные факторы воздействия на персонал и окружающую среду, а так же чрезвычайные ситуации возможные на нашей проектируемой подстанции. Выполнен расчет молниезащиты и заземляющего контура на подстанции. Приняли решение о необходимости установки автоматических средств пожаротушения и средств автоматического отключения неисправного электрооборудования. Убедились в крайней важности знания и соблюдения персоналом требований ПТБ при работе в электроустановках. Соблюдая правила поведения на подстанции персоналом, а так же, имея необходимое оборудование и средства, мы можем с большой вероятностью говорить об исключении аварий, последствия которых могли бы негативно повлиять на людей или экологию.

9 СПЕЦВОПРОС. СПОСОБЫ УВЕЛЕЧЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

9.1 Возможности увеличения пропускной способности воздушных и кабельных линий электропередач

Для характеристики пропускной способности линий электропередач переменного тока используют понятие предел передаваемой мощности. Он может определяться устойчивостью параллельной работы генераторов электрической системы или узлов нагрузки, допустимыми токами и допустимыми напряжениями у потребителей. В распространенных на практике конструкциях воздушных электропередач относительно большой протяженности предельная передаваемая мощность ограничивается обычно условиями устойчивости, а в электропередачах сравнительно небольшой длины — либо допустимыми токами, либо допустимыми напряжениями. Пропускная

способность закрытых линий электропередачи (кабельного типа) небольшой длины также ограничивается максимальной нагрузкой по току.

Наиболее эффективный путь повышения пропускной способности электропередач — повышение напряжения. При этом дополнительный эффект может быть обеспечен за счет применения компенсирующих устройств.

Наряду с этим разрабатываются и другие направления повышения пропускной способности электропередач, в частности направление, связанное с уменьшением волнового сопротивления.

Для линий без потерь волновое сопротивление:

$$Z_B = \sqrt{\frac{L}{C}}, \tag{9.1}$$

где L, C — соответственно индуктивность и емкость единицы длины линии.

Отсюда можно сделать вывод, что для повышения пропускной способности необходимо рассматривать следующие задачи: min ReL; max Re C.

Индуктивность провода, работающего в системе из нескольких проводов, составит:

$$¿\ J \neq 1\ ¿\ ¿\ ¿\ ¿_{n}\ , \tag{9.2}$$

где I_I, I_J — токи соответственно в i-м и j-м проводах; M_{II} — собственная индуктивность i-го провода; M_{JI} — взаимная индуктивность i-го и j-го проводов; Θ_{ij} — угол между векторами токов в i-м и j-м проводах.

Отсюда при равенстве токов во всех проводах ($I_I = I_J$)

¿ $J \neq 1$ ¿ ¿ ¿ . ¿
n

Собственная и взаимная индуктивности провода определяются по формулам:

$$M_{ii} = L_{ii} = (2\ln(\frac{1}{r_i}) + 0.5\mu)10^{-4} \quad ; \qquad (9.3)$$

$$M_{ij} = 2 \cdot 10^{-4} \ln(\frac{1}{D_{ij}}) \quad . \qquad (9.4)$$

Проанализируем выражение (9.1) с учетом (9. 2) и (9.3).

Снижения индуктивности можно добиться в результате увеличения радиуса провода r_i. Этот путь широко используется на практике и реализуется в виде традиционного расщепления фазы, при котором увеличивается эквивалентный радиус.

Если радиус провода (или эквивалентный радиус провода) сохранять неизменным, задача минимизации индуктивности представляется в виде

$$\min \mathrm{ReL_i} = \min(\mathrm{M_{ii}} + 2 \cdot 10^{-4} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} \ln \frac{1}{D_{ij}} \cos \Theta_{ij}) \quad . \qquad (9.5)$$

Отсюда следует, что максимального уменьшения индуктивности можно добиться, воздействуя одновременно на три параметра: расстояние между проводами D_{ij}. угол Θ_{ij} и число проводов n. При этом в сложной системе взаимного расположения проводов по отношению к данному проводу необходимо руководствоваться следующим:

1)при $\Theta_{ij} > 90°$ следует стремиться располагать провода i и j тем ближе, чем больше угол Θ_{ij} между векторами их токов. Наибольший эффект достигается при максимальном сближении проводов и Θ_{ij} = 180о;

2)при Θ_{ij}<90° следует стремиться располагать провода один от другого тем дальше, чем меньше Θ_{ij}

3) эффект тем больше, чем больше других проводов с углами Θ_{ij} > 90° будет сближено с данным проводом. Наибольший эффект наблюдается в том случае, когда токи всех проводов, расположенных рядом с данным проводом, будут иметь Θ_{ij}=180°.

Эти закономерности относятся к любой сложной системе, к проводам одной и той же расщепленной фазы, разных фаз одной цепи, к фазам разных цепей.

Рассмотрим теперь закономерности изменения емкости. Получить аналитическое выражение для определения емкости провода в системе из неограниченного числа проводов не представляется возможным. Поэтому, чтобы выяснить качественную картину, рассмотрим простейшую конструкцию из двух проводов.

Емкость провода рассчитывается по системе потенциальных уравнений Максвелла:

$$\begin{aligned} U_1 &= \alpha_{11} q_1 + \alpha_{12} q_2 \\ U_2 &= \alpha_{21} q_1 + \alpha_{22} q_2 \end{aligned}, \qquad (9.6)$$

где U_1, U_2 — напряжения на первом и втором проводах; q_1, q_2 — заряды на первом и втором проводах; $\alpha_{11}, \alpha_{12}, \alpha_{21}, \alpha_{22}$ -потенциальные коэффициенты.

Потенциальные коэффициенты находятся по выражениям:

$$\alpha_{kk} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_u\varepsilon_0 l} \ln\frac{2h_k}{r_k}; \qquad (9.7)$$

$$\alpha_{kp} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_u\varepsilon_0 l} \ln\frac{R_{p*k}}{R_{pk}}, \qquad (9.8)$$

где h_k — расстояние от провода k до земли; r_k — радиус провода; R_{pk} — расстояние между проводами p и k; R_{p*k} - расстояние между проводом k и

зеркальным отображением провода р; I — длина линии; ε_u — диэлектрическая проницаемость изоляции; ε_0 — электрическая постоянная.

Таким образом, для увеличения емкости необходимо стремиться к созданию между векторами напряжений углов $\Theta_{ij} > 90°$ и максимальному при этом сближению проводов. Расчеты показывают, что эффект роста емкости усиливается при увеличении числа проводов, сближенных с данным проводом, и приложении к ним напряжений с углами $\Theta_{ij} > 90°$. Наибольший эффект увеличения емкости достигается при $\Theta_{ij} = 180°$ и максимальном сближении проводов.

Таким образом, изменение расстояния между проводами, их числа в сложной системе и угла между векторами напряжений (токов), относящихся к разным проводам, приводит к таким изменениям индуктивности и емкости, которые согласованно воздействуют на изменение волнового сопротивления. На основании этого можно сформулировать ряд правил формирования взаимного расположения проводов, направленных на повышение пропускной способности электропередач.

1. Следует стремиться максимально сближать провода, к которым приложены напряжения с фазовым сдвигом $\Theta_{ij} > 90°$, причем, чем больше угол, тем ближе эти провода необходимо располагать. Следует максимально удалять провода, к которым приложены напряжения с фазовым сдвигом $\Theta_{ij} < 90°$, причем чем меньше угол, тем дальше их необходимо располагать.

2. Увеличение пропускной способности, приходящейся на данный провод, зависит от числа проводов, сближенных с ним и имеющих фазовый сдвиг напряжений $\Theta_{ij} > 90°$. Поэтому для достижения большей пропускной способности необходимо вблизи каждого данного провода располагать возможно большее число проводов, имеющих напряжения с углом $\Theta_{ij} > 90°$, причем эффект повышения пропускной способности будет тем больше, чем

больше угол Θ_{ij} .

3. Для переменных (регулируемых) углов Θ_{ij} происходит наибольшее изменение волнового сопротивления при переходе от Θ_{ij} =180° к Θ_{ij} = 0, если провода, которые соответствуют углам 180°, максимально сближены. Чем большее число проводов при значении угла Θ_{ij}=180° сближено с данным проводом, тем большим будет изменение волнового сопротивления, т. е. шире будут пределы регулирования.

В соответствии с ПУЭ [6] расстояния между фазами принимают из условий работы в пролете с учетом возможных перемещений при «пляске» проводов, сбрасывании гололеда и несинхронных раскачиваниях. При горизонтальном расположении проводов на линии с подвесными изоляторами минимальное расстояние между фазами определяется по формуле

$$d = 1 + \frac{U}{110} + 0.6\sqrt{f}, \qquad (9.9)$$

где U — напряжение линии, кВ; f — наибольшая стрела провеса, м.

Кроме того, на расстояния между фазами оказывают влияние ограничения ПУЭ расстояний от проводов до заземленных частей опор. Эти минимальные расстояния выбираются по рабочему напряжению, грозовым и внутренним перенапряжениям и условию безопасного подъема на опору. В связи с тем, что провода различных фаз располагают обычно по обе стороны от стойки опоры, расстояния между ними приходится делать достаточно большими.

Вместе с тем анализ приведенных ограничений позволяет при неизменных допустимых кратностях перенапряжений между фазами и между фазой и стойкой опоры наметить пути усовершенствования конструкций воздушных линий, направленные на снижение минимально допустимых расстояний между фазами.

Наряду с пропускной способностью к важным характеристикам воздушных линий относятся такие показатели, как экологическое влияние (напряженность электрического поля под линией, ширина трассы, плотность потока энергии, приходящейся на единицу поперечного сечения линии, и др.), эффективность использования проводникового материала линии, режимы реактивной мощности линии …и возможности их регулирования, симметрия параметров фаз.

С учетом приведенных правил формирования взаимного расположения проводов и возможностей сближения проводов фаз развиваются направления усовершенствования воздушных линий, связанные с повышением пропускной способности электропередач. На практике реализован ряд новых линий, предложенных советскими авторами.

1. Линии со сближенными проводами фаз в пролете без изменения расстояний между фазами на опоре. Сближение проводов осуществляется с помощью стяжек из электроизоляционных материалов (например, стеклопластиков), устанавливаемых в пролете. Это мероприятие позволяет повысить пропускную способность данных линий по сравнению с обычными на 10...15 % [4].

2. Компактные одноцепные линии со сближенными проводами фаз в пролете и на опоре. Сближение проводов обеспечивается за счет применения таких конструкций опор, при которых провода различных фаз располагаются по одну сторону от стойки опоры. Дальнейшее сближение проводов может быть достигнуто за счет установки электроизоляционных междуфазных распорок в пролетах линии. При этом пропускная способность ее повышается на 25...30% [2].

3. Линии с глубоким расщеплением фаз, в которых фазы расщепляются на большее число проводов, чем в обычных линиях, и увеличивается расстояние между отдельными проводами в расщепленной фазе. Это мероприятие может использоваться в сочетании со сближением фаз. Однако к недостаткам таких линий при неизменных габаритах до земли относится повышенная напря-

женность поля под линией.

4. Компактные одноцепные линии с нетрадиционным расположением проводов расщепленных фаз (коаксиальное расположение фаз, плоские фазы и др.) и сближением проводов различных фаз до минимально допустимого расстояния [2, 3].

Многофазные линии (с числом фаз, равным 6, 12 или 24), в которых провода фаз сближены и векторы напряжений каждой из фаз сдвинуты один относительно другого на определенный угол.

Они обладают большой компактностью, в результате чего увеличивается не только пропускная способность, но и плотность потока электроэнергии на единицу поперечного сечения линии. К недостаткам таких линий относятся большая напряженность электрического поля под ними и относительно небольшое увеличение эффективности использования проводникового материала по сравнению с обычными трехфазными линиями. Кроме того, в них отсутствует возможность регулирования режима реактивной мощности путем изменения фазового сдвига между напряжениями фаз.

6. Управляемые самокомпенсирующиеся воздушные линии. Отличительная особенность таких линий состоит в том, что они состоят из двух (или более) трехфазных цепей, в которых фазы попарно (по одной от каждой цепи) сближены до минимально допустимого расстояния. К цепям приложены трехфазные системы напряжений, сдвинутые относительно друг друга на определенный угол, который изменяется в зависимости от передаваемой мощности. Пропускная способность этих линий на 40...50 % выше обычных двухцепных. При этом уменьшается напряженность поля под линией и увеличивается плотность потока энергии в сечении линии [46]. Линия может выполняться как с одинаковым напряжением цепей, так и с разным (комбинированные воздушные линии).

7. Компактные управляемые разноцепные линии. Они содержат две цепи с расщепленными фазами, фазы попарно (по одной от каждой цепи) сближены, и провода расщепленных фаз расположены нетрадиционно (коаксиально,

поочередно по контуру и др.). Как и в управляемых самокомпенсирующихся линиях, к разным цепям линии приложены трехфазные системы напряжений, сдвинутые на определенный угол, изменяемый в зависимости от режима электропередачи.

Рассмотрим теперь главные направления повышения пропускной способности кабельных линий. Как уже отмечалось, основным ограничивающим фактором для них является предельная нагрузка по току. Кроме того, к важным техническим характеристикам кабельных линий относятся такие показатели, как натуральная мощность и критическая длина линии, при которой зарядный ток в режиме холостого хода становится равным допустимому току.

К перспективным кабельным линиям высокого напряжения с повышенной нагрузочной способностью относятся следующие:

1. Линии с повышенными сечениями фаз. Разработаны маслонаполненные кабели с сечением фазы до 2500 мм2. Дальнейшее увеличение сечения кабеля связано с большими технологическими трудностями.

2. Линии, в которых используются электроизоляционные материалы с низкими диэлектрическими потерями. В таких линиях вместо традиционной бумажно-масляной изоляции применяют изоляцию из синтетических материалов с уменьшенными потерями в диэлектрике.

3. Маслонаполненные кабельные линии с форсированным охлаждением. В зависимости от вида искусственного охлаждения различают кабельные линии:

а) с косвенным охлаждением. В этих линиях три однофазных кабеля, проложенных в земле, охлаждаются с помощью четырех параллельно проложенных труб, по которым прокачивается охлаждающая вода. Таким способом нагрузочная способность линии может быть повышена на 60...70 %;

б) с непосредственным внешним охлаждением. Такие линии содержат размещенные в трубе с охлаждающей водой маслонапол ненные кабели с естественным охлаждением. Непосредственное внешнее охлаждение позволяет

повысить нагрузочную способность линии в 2...2,5 раза;

в) с внутренним охлаждением, когда в качестве хладоагента обычно используется масло, которое прокачивается по каналу, расположенному внутри токопроводящей жилы. Этот вид охлаждения наиболее эффективен и позволяет повысить нагрузочную способность в пять и более раз. Однако реализация его связана со значительными технологическими трудностями создания таких кабелей;

г) с испарительным охлаждением. Их особенность заключается в использовании легкоиспаряющихся жидкостей и естественной циркуляции. Такие кабели находятся в стадии разработки и исследования.

Газоизолированные линии. В этих линиях в качестве электроизоляции используется элегаз, который, обладая хорошей теплопроводностью, служит одновременно для передачи теплоты от токопроводящих частей во внешнюю среду.

9.2 Электрические схемы электропередач повышенной пропускной способности

Как уже отмечалось, повышения пропускной способности воздушных электропередач можно добиться путем сближения проводов фаз различных цепей и обеспечения между ними фазового сдвига напряжений до 180°. В кабельных сверхпроводящих электропередачах наибольший эффект достигается при коаксиальном расположении проводников. Указанные варианты электропередач характеризуются наличием в системе проводников шести фаз и фазового сдвига между напряжениями сближенных проводников. Это в свою очередь вызывает необходимость использования соответствующих схем присоединения фаз по концам электропередачи.

Фазовый сдвиг между проводниками сближенных фаз, равный 180°, может быть создан с помощью специального подбора групп соединений концевых трансформаторов. Недостатком схемы является то, что на концах электропередачи в каждую цепь обязательно должны быть включены трансформаторы.

Известны также схемы с шестифазными трансформаторами, в которых фазовый сдвиг создается соответствующей намоткой и соединением обмоток фаз. Одна из таких схем с соединением обмоток трансформаторов на передающем и приемном концах в звезду приведена на рисунке 9.2.1.

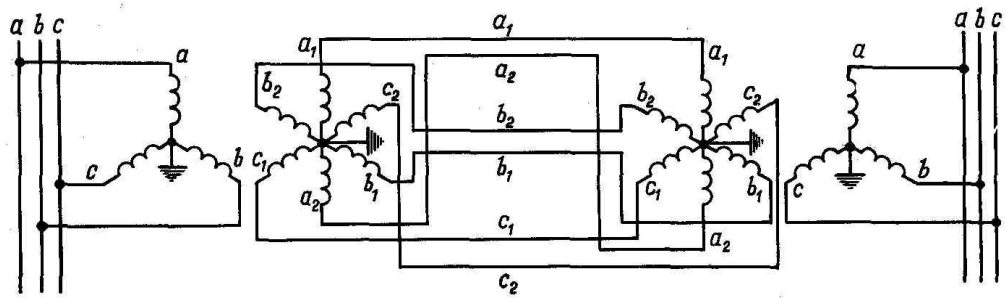

Рисунок 9.1 - Схема соединения обмоток трансформаторов

В таких трансформаторах напряжения соседних фаз сдвинуты на угол 60°. При этом появляется возможность на линии сблизить провода фаз со сдвигом напряжений на угол 180°.

Режим противофазы в электропередачах с попарными фазами может быть обеспечен также генераторами с шестифазной обмоткой статора.

На рисунке 9.2.2, а, в показан вариант двухцепной линии электропередачи, питающейся от одного генератора, который содержит две трехфазные системы, сдвинутые на 180°. Здесь трехфазная система / обмоток генератора подключена через трансформатор к одной цепи линии, а трехфазная система 2 — к другой. На передающем конце оба трансформатора имеют одинаковые группы соединений. При этом в каждой паре одноименных фаз разных цепей линии напряжения сдвинуты на угол 180°. Если обе цепи работают на общую нагрузку, то в одной из них должно быть установлено устройство для сдвига фаз на 180°, например трансформатор с группой соединений $Y/\Delta - 5$.

С помощью генераторов можно создать режим противофазы и в том случае, когда две трехфазные системы генераторов сдвинуты на угол 60°. Для этого к каждой паре фаз на линии необходимо подвести напряжения разных фаз, сдвинутые на 180°.

Естественно, что изложенный принцип обеспечения противофазы с помощью генераторов может быть реализован также в электропередачах генераторного напряжения. Один из вариантов электропередачи со сдвигом трехфазных систем 1 и 2 генератора на 60" показан на рисунке 9.2.2, б, г, где к паре фаз линии приложены напряжения разных фаз, сдвинутые на 180°.

На приемном конце каждая фаза трансформатора включена между одноименными фазами трехфазных систем генератора. При этом к каждой обмотке трансформатора прикладывается фазное напряжение.

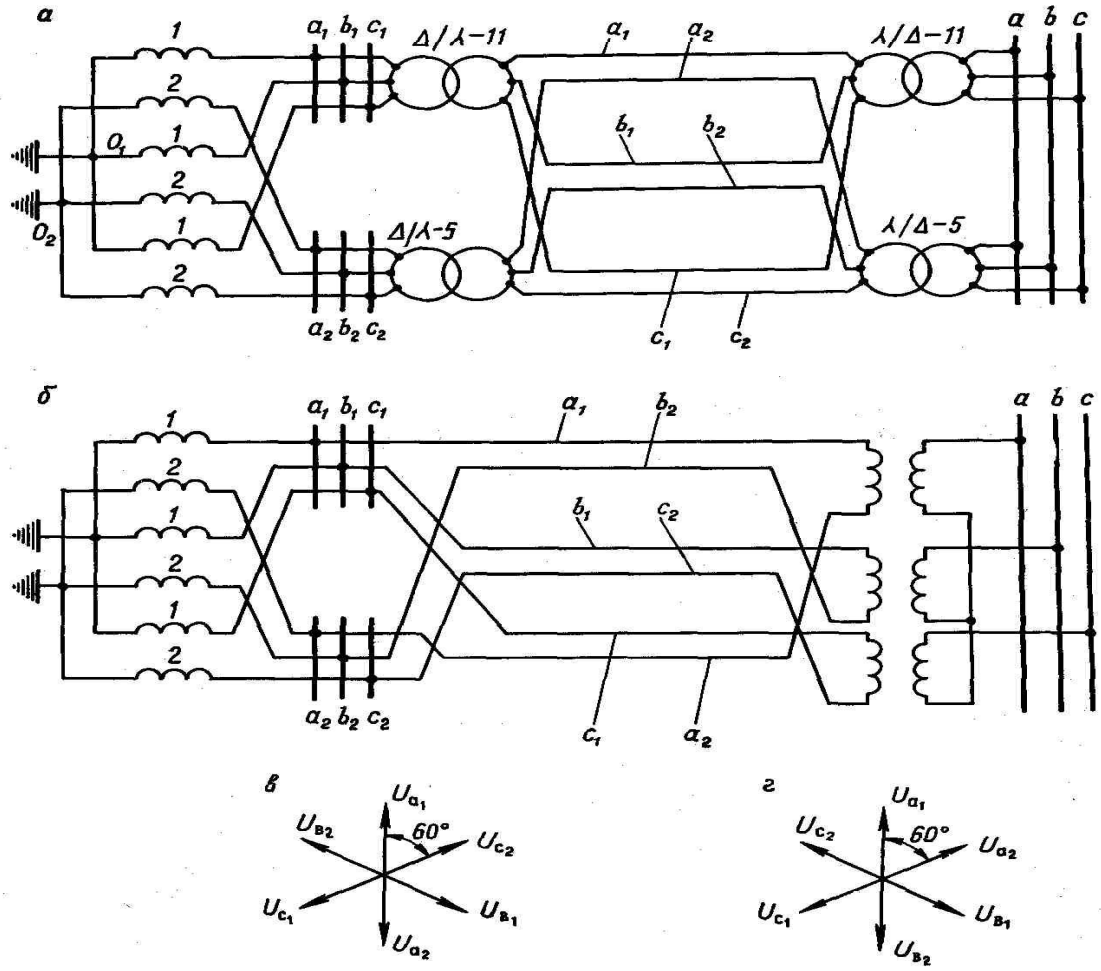

Рисунок 9.2 - Схемы и векторные диаграммы электропередачи со сдвигом между трехфазными системами обмоток генератора.

Такой трансформатор одновременно выполняет функции фазосдвигающего устройства, в результате чего со вторичной стороны могут быть выполнены общие шины.

В схеме с одним трансформатором на конце фазовый сдвиг в начале линии может создаваться не только генератором, но любым фазосдвигающим устройством.

При работе обеих цепей коммутационные аппараты 14, 15, 16, 17 отключены и каждая фаза первичной обмотки трансформатора включена между концами сближенных фаз разноименных цепей. Например, обмотка 11 подключена между сближенными проводами 3 и 4 соответственно первой и второй цепей.

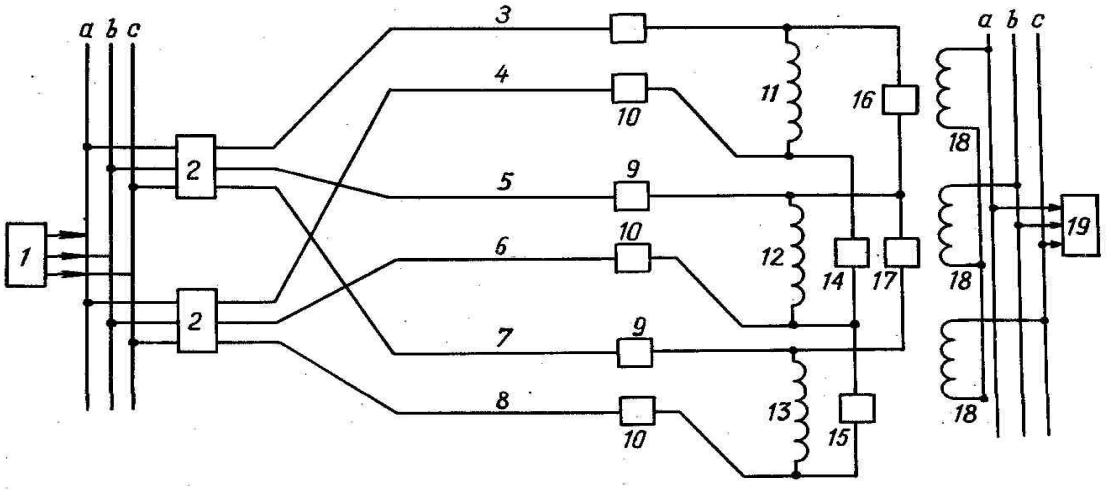

Рисунок 9.3 - Электропередача с трансформатором на приемном конце на двойное фазное напряжение

На рисунке 9.3 показана одна из таких электропередач, где 1 — передающая система; 2 — фазосдвигающие устройства; 3, 5,7 —провода первой цепи; 4,6,8 — провода второй цепи; 11, 12, 13 — фазы первичной обмотки трансформатора; 18 — фазы вторичной обмотки трансформатора; 19 — приемная система; 14, 15 — коммутационные аппараты для соединения первичных обмоток трансформатора в звезду, если он присоединяется только к

первой цепи линии; 16, 17 — коммутационные аппараты для соединения первичных обмоток трансформатора в звезду в случае присоединения его только ко второй цепи линии; 9, 10 — коммутационные аппараты в цепи первой и второй линии.

Если фазосдвигающие устройства 2 на передающем конце создают противофазу напряжений на сближенных проводах разноименных цепей, то к обмотке каждой фазы трансформатора будет приложено двойное фазное напряжение.

Такое включение фаз первичной обмотки трансформатора на приемном конце позволяет обойтись без специальных фазосдвигающих устройств, так как трансформатор одновременно выполняет роль фазосдвигающего устройства. Преимущество этой электропередачи заключается также в том, что на приемном конце нет необходимости устанавливать в каждой цепи свой трансформатор: схема позволяет установить один трансформатор на обе цепи.

Для обеспечения работы одной цепи при повреждении или выводе в ремонт другой цепи используются коммутационные аппараты 14, 15, 16, 17. Для этого при повреждении, например, второй цепи, состоящей из проводов 4, 6, 8, достаточно отключить линейные аппараты 10 и включить аппараты 14, 15, в результате чего фазы 11, 12, 13 первичной обмотки трансформатора соединяются в звезду. Аналогичным образом при повреждении первой цепи, состоящей из проводов 3, 5, 7, звезда собирается с помощью коммутационных аппаратов 16, 17.

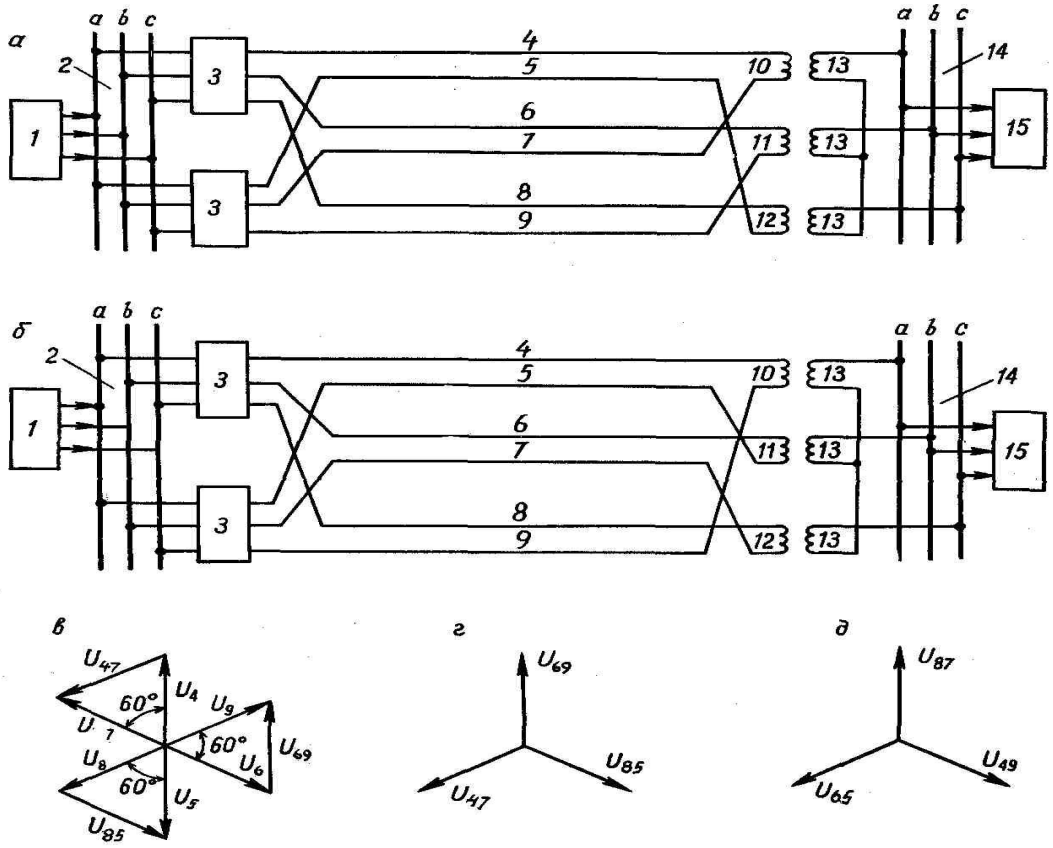

Рисунок 9. 4 - Варианты электропередачи с трансформатором на приемном конце на фазное напряжение (а, б) и векторные диаграммы (в, г, д)

Этот недостаток устраняется в схемах, приведенных на рисунке 9.4. Здесь концы первичных обмоток каждой фазы трансформатора подсоединены к разноименным фазным проводам линии электропередачи относительно фазных проводов, к которым подключены начала первичных обмоток трансформатора.

Для поддержания заданного напряжения на вторичных шинах приемной подстанции трансформатор может быть снабжен устройствами регулирования напряжения. Особенностью приведенной схемы является то, что концы первичных обмоток трансформатора подсоединены к одноименным фазам разных цепей линии. Некоторый недостаток такой электропередачи заключается в том, что обмотка трансформатора должна быть выполнена на двойное фазное напряжение линии.

В варианте линии электропередачи, показанном на рис. 9.4, обозначено: 1— передающая система; 2 — шины передающей системы; 3 — фазосдвигающие устройства на передающем конце; 4, 6, 8 — фазные провода первой цепи

линии; 5,7,9 — фазные провода второй цепи линии; 10, 11, 12 — первичные обмотки фаз трансформатора на приемном конце; 13 — вторичные обмотки фаз трансформатора; 14 — шины приемной системы 15.

При работе электропередачи на шинах 2 передающей системы имеется симметричная трехфазная система напряжений. С помощью фазосдвигающих устройств 3 обеспечивается сдвиг фаз напряжений, в результате чего к сближенным проводам разноименных цепей линии подводятся напряжения, находящиеся в противофазе (рисунок 9.4 в).

За счет того что к первичным обмоткам каждой фазы трансформатора прикладывается напряжение, равное только фазному напряжению линии, а не двойному фазному напряжению, снижаются стоимость трансформатора за счет удешевления электроизоляции и стоимость всей электропередачи.

Оценим мощность, на которую должна быть рассчитана первичная обмотка трансформатора на приемном конце электропередачи. Напряжение, приложенное к каждой фазе трансформатора, равно фазному напряжению $U_ф$, и ток в обмотке равен току $I_ф$ в фазе линии электропередачи. Следовательно, расчетная мощность трансформатора $S_Т$ равна $3 \cdot U_ф \cdot Iф$. Мощность, передаваемая по обеим цепям $S_Л$, составляет $6 \cdot U_ф \cdot Iф$. Следовательно, мощность, которая может быть передана через трансформатор (номинальная мощность), в два раза выше расчетной мощности трансформатора.

Если для обеспечения требуемой пропускной способности электропередачи достаточен фазовый сдвиг, равный 120°, то в этом случае могут быть применены схемы спаренных фаз.

Их принцип состоит в том, что на линии сближаются разные фазы, напряжения которых сдвинуты на 120°. При этом между сближенными фазами приложено линейное напряжение $U_Л$.

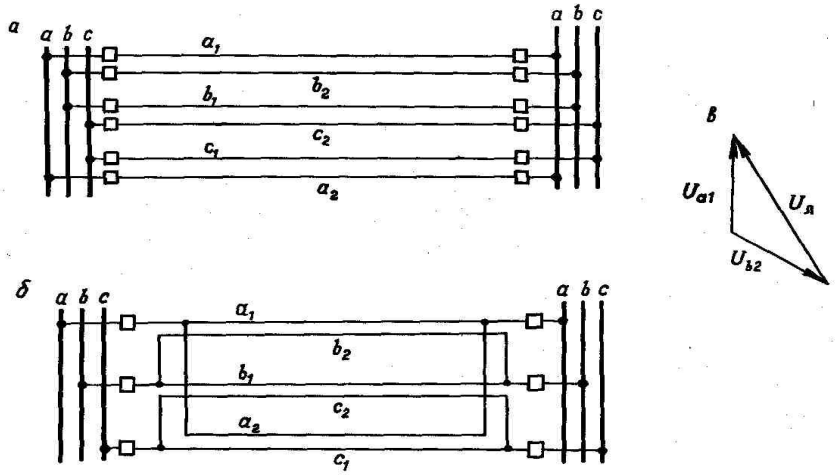

Рисунок 9.5 - Схемы спаренных фаз

В схемах исключается необходимость обязательного подключения трансформаторов в конце линии. Каждая цепь может быть подключена через самостоятельные выключатели (рисунок 9.5, а) либо обе цепи подключаются по концам через общие выключатели (рисунок 9.5, б).

Вывод. На подстанции 110/10 кВ «Нагорная» на питающих линиях 110 кВ применим схемы спаренных фаз.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте рассмотрены вопросы модернизации подстанции 110/10 кВ «Нагорная», выполнен выбор оборудования и разработано конструктивное исполнение в соответствии с заданием ВКР.

Подстанция, выполняется по схеме «Мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях трансформаторов». На подстанции установлено два трансформатора ТМН-2500/110/10. Выбраны выключатели; трансформаторы: напряжения, тока. Сторона низшего напряжения выполнена из ячеек КРУН типа КРН-III. По стороне 10кВ разработаны две секции шин. На отходящих линиях устанавливаем вакуумные выключатели ВВ/ TEL. Секционный выключатель также ВВ/TEL-10. При выборе электрооборудования рассматривались различные типы оборудования и выбраны те, которые удовлетворяют как в нормальном, так и в аварийном режимах.

Для релейной защиты трансформаторов ПС были выбраны следующие виды защит, выполненные с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-Т»: дифференциальная токовая защита (ДЗТ), максимальная токовая защита (МТЗ), токовая отсечка (ТО), выбор защит подтвержден расчетами.

Разработаны мероприятия по электробезопасности объекта (расчёт контура защитного заземления и молниезащиты).

Произведен расчёт экономической части проекта, а именно составлен функционально структурный анализ и расчёт срока окупаемости проекта, который составил 10,3 года.

Данный проект может быть использован в проектной и эксплуатационной практике.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТППС) [Текст]. – М. : Изд-во ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 97 с.

2 ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.

3 ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

4 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с

5 ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания

6 Расчет токов короткого замыкания. Методические указания к курсовому проектированию по дисциплине «Переходные процессы в системах электроснабжения» для студентов специальности «Электроснабжение» / Сост. В.И. Мошкин. – Курган: Изд-во КГУ, 2005. – 31 с.

7 Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

8 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

9 Шестаков Д.Н., Помялов С.Ю. Релейная защита трансформаторов с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-Т». Методические указания для дипломного проектирования защит трансформаторов раздела «Релейная защита» для студентов направления 140200 (специальность 140211) – Курган: Изд-во КГУ, 2011. – 56 с.

10 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. -11с.

11 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. — М.: Энергоатомиздат, 1985. - 96 с.

12 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТППС). – М. : Изд-во ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 97 с.

13 Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергосервис, 2002. - 375 с.

14 Проектирование электрической части подстанций систем электроснабжения. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности «Электроснабжение» / Сост. В.И. Мошкин. – Курган: Изд-во КГУ, 2005. – 43 с.

15 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е изд., с изм. и доп.). – М.: Энергоатомиздат, 2000. - 91 с.

16 СНиП 21 – 07 – 97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

17 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-е изд. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2007. -853 с.

18 ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».

19 ГОСТ 12.0.004-90 «Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда».

20 РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».

21 ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ»

22 http://www.etm.ru/