Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Нижневартовский государственный университет»
Инженерно-технический факультет
Кафедра электроэнергетики и электротехники

На правах рукописи

Бархатов Дмитрий Андреевич

Модернизация электрооборудования цехов производственной фирмы «Холодильная техника» г. Сургут

Выпускная квалификационная работа

Вид образования:	профессиональное образование
Уровень образования:	высшее образование (бакалавриат)
Квалификация выпускника:	бакалавр
Направление подготовки:	13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы:	электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

Руководитель работы: кандидат технических наук, доцент
Ковалев А.Ю.

Допущена к защите
«____»_____201__ г.
И.о. зав. кафедрой электроэнергетики и электротехники
_____А.Ю. Ковалев

Дата защиты «___»_____201__ г.
Отметка
_____

_____
(Председатель ГЭК)

Нижневартовск – 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Нижневартовский государственный университет»
Инженерно-технический факультет
Кафедра электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____А.Ю. Ковалев
«___» _____201__г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу

Студенту (ке) Бархатову Дмитрию Андреевичу
(фамилия, имя, отчество)

1 Тема выпускной квалификационной работы «Модернизация электрооборудования цехов производственной фирмы «Холодильная техника» г. Сургут»

2 Срок сдачи студентом законченной выпускной квалификационной работы «___»_____20____ г.

3 Исходные данные к выпускной квалификационной работе:

3.1 Мощность системы питания 50 МВ·А

3.2 Возможные варианты питания предприятия от подстанции энергосистемы на классах напряжения: 110,35,6 кВ

3.3 Ведомость электрических нагрузок подстанции представлены (таблица)

3.4 Генеральный план производственной базы (рисунок)

4 Содержание пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов):

Введение

1 Определение расчётных нагрузок подстанции

2 Построение суточного графика нагрузки подстанции

3 Построение годового графика нагрузки подстанции

4 Выбор сечения воздушной линии

4.1 Выбор сечения питающей линии

4.2 Выбор сечения воздушной линии 35кВ

4.3 Выбор сечения токопровода, идущего от трансформаторов в ЗРУ, по стороне 6кВ

5 Выбор марки и сечения КЛ на 6 кВ

6 Проверка кабельных линий по потерям напряжения

7 Расчёт токов короткого замыкания

7.1 Расчёт сопротивлений элементов схемы замещения

7.2 Определение токов короткого замыкания

8 Выбор и проверка элементов системы электроснабжения подстанции

8.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на 110кВ

8.2 Выбор и проверка высоковольтных разъединителей на 110кВ

8.3 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на 35кВ

8.4 Выбор и проверка высоковольтных разъединителей на 35кВ

8.5 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на 6кВ

8.6 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на 0,4кВ

8.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

8.8 Выбор и проверка трансформаторов тока
9 Релейная защита элементов ПГВ 110 кВ
9.1 Расчёт дифференциальной защиты трансформатора
9.2 Расчёт токовой отсечки
9.3 Расчёт максимальной токовой защиты
9.4. Расчёт защиты с выдержкой времени (перегрузка)
9.5 Автоматика электроснабжения
10 Релейная защита
10.1 Расчёт токов короткого замыкания
10.2 Расчёт максимальной токовой защиты с пуском по напряжению
12 Повышение качества функционирования системы электроснабжения с помощью фильтро-компенсирующих устройств (ФКУ)
12.1 Вопрос повышения качества электроэнергии
12.2 Способы повышения качества электроэнергии
12.3 Влияние показателей качества на электрооборудование
12.4 Характер нагрузки в распределительных сетях
12.5 Повышение качества электроснабжения с помощью ФКУ
12.6 Защита линий электропередачи напряжением 6кВ от грозовых индуктированных перенапряжений с помощью мультикамерных разрядников РМК-20
ЗАКЛЮЧЕНИЕ
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ
5 Перечень графического (иллюстративного) материала:
5.1 Принципиальная электрическая схема 110/35/6 кВ
5.2 Очередь замены электрооборудования подстанции
5.3 Энергетический фонд подстанции
5.4 Расчёт токов короткого замыкания
5.5 Релейная защита трансформатора
6 Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал	Задание принял
Нормоконтроль. Оформление выпускной квалификационной работы	Кастаргин М.А.		

Дата выдачи задания «_____» _____ 20____г.

Руководитель ВКР _____ (подпись)

Задание принял к исполнению «_____»_____20____г.

_____ (подпись студента)

С календарным графиком выполнения ВКР ознакомлен(а)
«_____»_____20____г.

_____ (подпись студента)

Министерство образования и науки Российской Федерации

ФГБОУ ВО «Нижневартовский государственный университет»

Инженерно-технический факультет
Кафедра электроэнергетики и электротехники

КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК

выполнения выпускной квалификационной работы

студента группы 9351 заочной формы обучения

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

п/п	Наименование этапов	Сроки этапов выполнения ВКР	Примечание
1	1 Выбор темы. Составление плана и графика выполнения работы	05.10.2017 - 02.11.2017	Протокол заседания кафедры
2	2 Работа над введением. Составление библиографии	03.05.2018 - 05.05.2018	
3	3 Работа над содержанием ВКР	07.05.2018 - 16.05.2018	
4	4 Оформление выпускной квалификационной работы	17.05.2018 - 19.05.2018	
5	5 Прохождение 1-ой проверки текста ВКР на заимствования	до 19.05.2018	
6	6 Оформление графической (иллюстративной) части	19.05.2018 - 27.05.2018	
7	7 Представление выпускной квалификационной работы руководителю	28.05.2018	
8	Доработка выпускной квалификационной работы по замечаниям руководителя	29.05.2018 - 02.06.2018	Отзыв руководителя
9	Прохождение 2-ой проверки текста ВКР на заимствования	до 04.06.2018	
10	Представление готовой выпускной квалификационной работы на кафедру	04.06.2018	Допуск к защите ВКР

Студент _____ _____ _____
подпись Ф.И.О. дата

Руководитель ВКР _____ _____ _____
подпись Ф.И.О. дата

Исходные данные к выпускной квалификационной работе
«Модернизация электрооборудования цехов производственной фирмы «Холодильная техника» г. Сургут»

Исходные данные на проектирование:

1 Генеральный план подстанции 110/35/6 кВ представлен на рисунке 1.

2 Мощность системы питания 50 МВ·А.

3 Возможные варианты питания предприятия от подстанции энергосистемы на классах напряжения: 110,35,6 кВ.

4 Сведения об электрических нагрузках представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Ведомость электрических нагрузок подстанции

Наименование нагрузок	**Кс**	**cos φ**	**Установленная мощность, кВт**	**Категория**
Нагрузка Ф. №1 (35кВ)	0,75	0,9	8464,53	I
ЦЕХ1-1 (6кВ)	0,75	0,95	2448,43	I
ЦЕХ2-1 (6кВ)	0,7	0,9	2416,21	I
ЦЕХ3-1 (6кВ)	0,8	0,93	1947,47	I
Ф. №20 (6кВ)	0,8	0,85	1825,58	I
Ф. №18 (6кВ)	0,85	0,87	2055,39	I
Нагрузка Ф №2 (35кВ)	0,75	0,9	8464,53	I
ЦЕХ 1-2 (6кВ)	0,75	0,95	2448,43	I
ЦЕХ2-2 (6кВ)	0,7	0,9	2416,21	I
ЦЕХ3-2 (6кВ)	0,8	0,93	1947,47	I
Ф. №8 (6кВ)	0,8	0,85	1825,58	I
Ф. №4 (6кВ)	0,85	0,87	2055,39	I
1СН (0.4кВ)	0,7	0,8	266,04	II
2СН (0.4кВ)	0,7	0,8	266,04	II

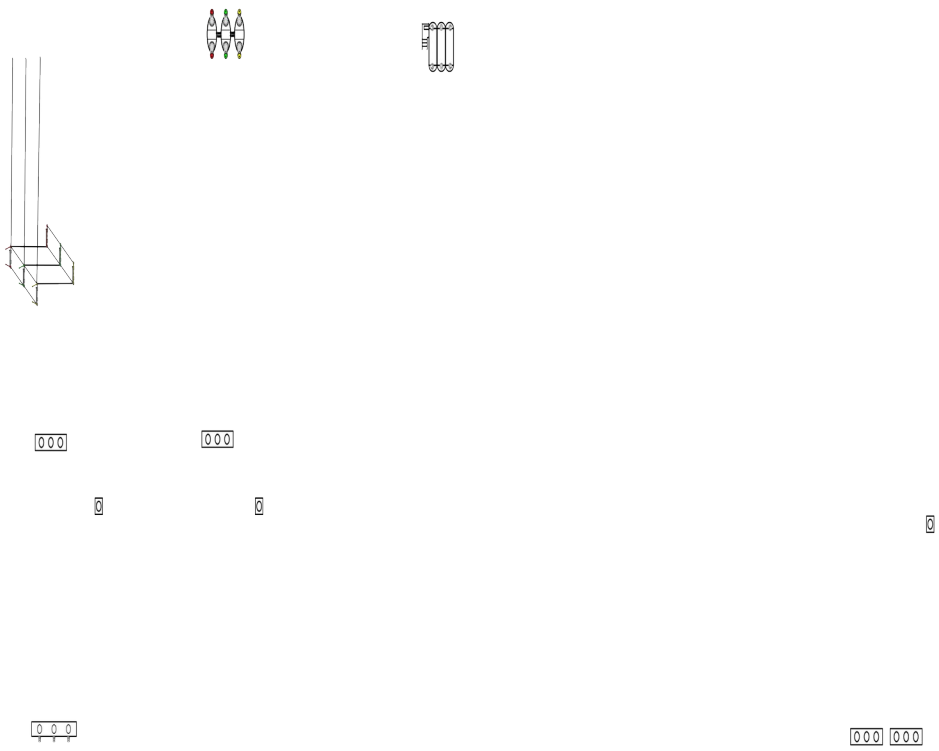


Рисунок 1 – Генеральный план подстанции 110/35/6 кВ

Реферат

Данная выпускная квалификационная работа на тему «Модернизация электрооборудования цехов производственной фирмы «Холодильная техника» г. Сургут» разработана под руководством преподавателя кафедры «Электроэнергетика и электротехника» в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Нижневартовский государственный университет». Работа выполнена в городе Нижневартовск, как квалификационная работа бакалавра по направлению подготовки 13.03.02 "Электроэнергетика и электротехника" в 2018 году.

Содержание выпускной квалификационной работы отражает основные вопросы по выполнению требований, предъявляемых к современным системам электроснабжения промышленных предприятий и представляет собой пояснительную записку размером в 84 страниц с расчётами, 10 таблиц, 7 рисунков и 5 приложений с графическими работами. При расчёте выпускной квалификационной работы было использовано 27 источников литературы, которые помогли провести проектирование в полном объёме.

В проекте выдержаны требования действующих ГОСТов, норм и правил устройства электрических установок.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время актуально обеспечение надёжности работы энергосистем для производств с непрерывными технологическими процессами, следовательно, возрастают требования к надёжности и бесперебойности электроснабжения промышленных предприятий. Это важнейшая задача проектирования, сооружения и эксплуатации электроустановок. Надёжность систем электроснабжения во многом определяется безотказной работой линий электропередач, значительную часть которых составляют распределительные сети 6-35 кВ. Основная часть данной выпускной квалификационной работы ориентирована на внедрение нового современного электрооборудования.

Износ активной части фондов в электроэнергетике уже составляет 60 - 66 % а в сельских распределительных сетях он еще больше — 75 %. Поэтому данная тема на сегодняшний день является весьма актуальной.

Описание и характеристика подстанции 110/35/6 кВ. Подстанция является понижающей, транзитной (транзит мощностей осуществляется через 1 и 2 секции шин 110кВ), трехтрансформаторной. Два трансформатора типа ТРДН мощностью 25 МВА, с встроенным РПН, для защиты трансформаторов на стороне высшего напряжения установлены выключатели типа МКП – 110М. Третий трансформатор типа ТРДН-25000/110-76 У1 находится в ремонте, поэтому по отходящим фидерам № 4,8,18,20 осуществляется электроснабжение потребителя, который получал электроэнергию от трансформатора ТРДН -25000/110-76 У1.

На подстанции присутствует постоянный дежурный персонал.

От сборных шин 6 кВ подстанции отходит 14 действующих линий и 6 резервных линий.

Протяжённость отходящих линий 6 кВ: ячейки № 2А “ ЦЕХ 1-1” - 2 км; ячейки № 4 – 0,7 км; ячейки № 8 – 0,7 км; ячейки № 10 “ ЦЕХ 2-1” – 1,5 км; ячейки № 7 “1ТСН” – 30м; ячейки № 12 “ ЦЕХЗ-1” – 0,8 км; ячейки № 14 “ ЦЕХЗ-2 ” – 0,8 км; ячейки № 17 “2ТСН” – 30м; ячейки № 18 – 0,7 км; ячейки № 20 – 0,7 км; ячейки № 24 “ ЦЕХ 2-2” – 1,5 км;

ячейки №26 “ ЦЕХ1-2 ” - 2 км; ячейки № 2,6,9,16,22,19 - являются резервными.

От сборных шин 35 кВ отходят две воздушных линии 35 кВ. От этих линий также запитаны потребители.

На стороне СН установлено с помощью РПН напряжение 36,2кВ, на стороне НН – 6,2кВ.

1 Определение расчётных нагрузок подстанции

Определяем расчётные мощности $P_Р$, $Q_Р$, $S_Р$ нагрузки собственных нужд на 0,4кВ на примере 1СН, по методу коэффициента спроса [13].

$$P_P = K_C \cdot P_{УСТ}, \tag{1.1}$$

где P_P – расчётная активная мощность 1СН, кВт;

K_C – коэффициент спроса 1СН;

$P_{УСТ}$ – установленная мощность 1СН, кВт.

$$Q_P = P_P \cdot tg\,\phi, \tag{1.2}$$

где Q_P – расчётная реактивная мощность 1СН, кВар;

t$g\varphi$ – коэффициент расчётной реактивной мощности.

$$S_P = \sqrt{(P_P)^2 + (Q_P)^2}, \tag{1.3}$$

где S_P – полная расчётная мощность 1СН, кВА.

Аналогично найдём расчётные мощности $P_Р$, $Q_Р$, $S_Р$ для 2СН и заносим в таблицу А.1

По результатам расчётов выбираем трансформатор ТНЭЗ – 250/6/0,4.

$$K_з = \frac{S_p}{S_{н.т.}}, \tag{1.4}$$

$$K_з = \frac{232,79}{250} = 0,931 \le 1,5.$$

В настоящее время установлен ТМ-400/6/0,4, со следующими справочными данными: $S_{ном}$ =400кВА; $I_{хх}$%=2,1%; $\Delta P_х$=950Вт; $\Delta P_к$=5500Вт; $\Delta Q_х$=225кВар; $U_к$%=4,5. Данный трансформатор имеет необходимый запас мощности для дальнейших перспектив роста нагрузки.

Определяем потери в трансформаторе.

Активные потери мощности:

$$\Delta P_m = \Delta Px + K_з^2 \cdot \Delta P_k, \tag{1.5}$$

$$\Delta P_m = 0,95 + 0,58^2 \cdot 5,5 = 2,8\,кВт.$$

Реактивные потери мощности:

$$\Delta Q_m = \Delta Qx + K_з^2 \cdot \Delta Q_k, \tag{1.6}$$

$$\Delta Q_m = 8,4 + 0,58^2 \cdot 18 = 14,455\,кВАр.$$

$$K_з = \frac{S_p}{S_{н.т.}}, \tag{1.7}$$

где $K_з$ – коэффициент загрузки трансформатора.

$$K_з = \frac{232,79}{400} = 0,58.$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{н.т.}, \quad (1.8)$$

$$\Delta Q_x = \frac{2{,}1}{100} \cdot 400 = 8{,}4 \text{ кВАр}.$$

$$\Delta Q_к = \frac{U_к}{100} \cdot S_{н.т.}, \quad (1.9)$$

$$\Delta Q_к = \frac{4{,}5}{100} \cdot 400 = 18 \text{ кВАр}.$$

Для 2СН потери в трансформаторе рассчитаем аналогично.

Определяем расчётные мощности $P_Р$, $Q_Р$, $S_Р$ нагрузки на 6кВ на примере ЦЕХ1 – 1, по методу коэффициента спроса [13].

$$P_P = K_C \cdot P_{УСТ}, \quad (1.10)$$

где P_P – расчётная активная мощность ЦЕХ1 – 1, кВт;

K_C – коэффициент спроса ЦЕХ1 – 1;

$P_{УСТ}$ – установленная мощность ЦЕХ1 – 1, кВт.

$$Q_P = P_P \cdot tg\,\phi, \quad (1.11)$$

где Q_P – расчётная реактивная мощность ЦЕХ1 – 1, кВар;

$tg\varphi$ – коэффициент расчётной реактивной мощности.

$$S_P = \sqrt{(P_P)^2 + (Q_P)^2}, \quad (1.12)$$

где S_P - полная расчётная мощность ЦЕХ1 – 1, кВА.

Находим расчётные мощности $P_Р$, $Q_Р$, $S_Р$ для всех остальных нагрузок на 6кВ и заносим в Таблицу А.1.

Определяем расчётные мощности $P_Р$, $Q_Р$, $S_Р$ нагрузки на 35кВ на примере Ф № 1 , по методу коэффициента спроса.

$$P_P = K_C \cdot P_{УСТ}, \quad (1.13)$$

где P_P – расчётная активная мощность Ф № 1, кВт;

K_C – коэффициент спроса Ф №1;

$P_{УСТ}$ – установленная мощность Ф № 1, кВт

$$Q_P = P_P \cdot tg\,\phi, \quad (1.14)$$

где Q_P – расчётная реактивная мощность Ф № 1, кВар;

$tg\varphi$ – коэффициент расчётной реактивной мощности.

$$S_P = \sqrt{(P_P)^2 + (Q_P)^2}, \quad (1.15)$$

где S_P – полная расчётная мощность Ф № 1, кВА.

Аналогично находим расчётные мощности $P_Р$, $Q_Р$, $S_Р$ для Ф № 7 и заносим в Таблицу А.1.

Рассчитаем расчётные мощности подстанции в целом, с учётом потерь в трансформаторах.

Найдем потери мощности в трансформаторах ТРДН-25000/110-76 У1.

$$\Delta S_T = n\cdot(\Delta P_{XX} + j\cdot\Delta Q_{XX}) + \frac{S_{B^2}}{n\cdot U_{BH^2}}\cdot(R_B + j\cdot X_B) + \frac{S_{C^2}}{n\cdot U_{BH^2}}\cdot(R_C + j\cdot X_C) + \frac{S_{H^2}}{n\cdot U_{BH^2}}\cdot(R_H + j\cdot X_H), \quad (1.16)$$

где ΔS_T – потери мощности для двухтрансформаторной подстанции, МВА;

ΔP_{XX}= 36 кВт и ΔQ_{XX}=225 кВар - потери холостого хода [1];

R_B =1,5 Ом, X_B=56,9 Ом, R_C=1,5 Ом, X_C=0 Ом, R_H=1,5, X_H=35,7 Ом – активные и индуктивные сопротивления обмоток трансформатора [1];

U_{BH}=115 кВ – среднее напряжение обмотки ВН;

P_B, P_C, P_H – активные мощности протекающие через обмотки ВН, СН и НН, МВА.

$$S_B = (P_{p0,4} + P_{p6} + P_{p35} + \Delta P_{Tp0,4}), \quad (1.17)$$
$$S_B = (372,46 + 16406 + 12696,8 + 2,8127) = 29,478\ MBm.$$
$$S_C = P_{p35\Phi1} + P_{p35\Phi2}, \quad (1.18)$$
$$S_C = 6348,4 + 6348,4 = 12,6968\ \text{МВт}.$$
$$S_н = P_{p0,4} + P_{p6}, \quad (1.19)$$
$$S_н = 372,46 + 16405,53 = 16,778\ MBm.$$
$$Q_B = (Q_{p0,4} + Q_{p6} + Q_{p35} + \Delta Q_{Tp0,4}), \quad (1.20)$$
$$Q_B = (279,342 + 8210,624 + 6094,462 + 14,496) = 14,6\ M\,\text{ВАр}.$$
$$Q_C = Q_{p35\Phi1} + Q_{p35\Phi2}, \quad (1.21)$$
$$Q_C = 3047,231 + 3047,231 = 6,094\quad \text{МВАр},$$
$$Q_н = Q_{p0,4} + Q_{p6}, \quad (1.22)$$
$$Q_н = 279,342 + 8210,624 = 8,5\ MBAp.$$

где Q_B, Q_C, Q_H – реактивные мощности протекающие через обмотки ВН, СН и НН, МВАр;

$P_{P0,4}$, P_{P6}, P_{P35}, $Q_{P0,4}$, Q_{P6}, Q_{P35} – расчётные активные и реактивные мощности нагрузок на 0,4; 6; 35кВ, МВт, МВАр.

Определяем потери в трансформаторах ТРДН-25000/110-76 У1, согласно (1.4.1):

$$\Delta S_T = 2\cdot(0,036 + j\cdot0,225) + \frac{29,477^2}{2\cdot115^2}\cdot(1,5 + j\cdot56,9) + \frac{12,697^2}{2\cdot115^2}\cdot(1,5 + j\cdot0) + \frac{16,778^2}{2\cdot230^2}\cdot(1,5 + j\cdot35,7) = 0,131 + j\cdot2,33\quad MBA.$$

Рассчитаем расчётную мощность подстанции с учётом потерь в трансформаторах.

$$P_{П/С} = (P_{p0,4} + P_{p6} + P_{p35} + \Delta P_{Tp0,4} + \mathrm{Re}(\Delta S_T))\cdot K_{рм}, \quad (1.23)$$
$$P_{П/С} = (372,46 + 16406 + 12697 + 2,8127 + 131)\cdot0,925 = 27,4\ MBm.$$
$$Q_{П/С} = (Q_{p0,4} + Q_{p6} + Q_{p35} + \Delta Q_{Tp0,4} + \mathrm{Im}(\Delta S_T))\cdot K_{рм}, \quad (1.24)$$
$$Q_{П/С} = (279,345 + 8210,624 + 6094,462 + 2330)\cdot0,925 = 15,646\ MBAp.$$

$$S_{П/С}=\sqrt{P_{П/С^2}+Q_{П/С^2}},$$
$$S_{П/С}=\sqrt{27,4^2+15,646^2}=31,55245\,MBA. \quad (1.25)$$

2 Построение суточного графика нагрузки подстанции

В приложении Б представлен суточный график нагрузки подстанции.

Рассчитаем среднеквадратичную мощность по $S_{ЗИМА}$.

$$S_{СРКВ}=\sqrt{\frac{\sum S_{I^2}\cdot t_I}{\sum t_I}}, \quad (2.1)$$

где $S_{СРКВ}$ – среднеквадратичная мощность, МВА;

S_I – i-я ступень суточного графика, причём $S=S_{П/С}$, МВА;

t_I – продолжительность в часах i-й ступени.

$$S_{СРКВ}=27{,}82372 \quad MBA.$$

Подходит ли под заданные нагрузки трансформатор типа ТРДН-25000/110-76 У1 Для этого должно выполняться следующее условие:

$$S_{НОМТ}\geq\frac{S_{СРКВ}}{K_{П.ДОП}}, \quad (2.2)$$
$$25 \quad MBA\geq\frac{27,8}{1,4}=19,87\,MBA.$$

Следовательно, трансформатор типа ТРДН-25000/110-76 У1 под заданные нагрузки подходит.

Определим коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах для дальнейших расчётов.

$$K_{З.Н.}\geq\frac{S_{П/С}}{2\cdot S_{Н.ТР}}, \quad (2.3)$$

$$K_{З.ПАР.}\geq\frac{S_{П/С}}{S_{Н.ТР}}, \quad (2.4)$$

$$K_{З.Н.}\geq\frac{27,8}{2\cdot 25}=0,56.$$

$$K_{З.ПАР.}\geq\frac{27,8}{25}=1,11.$$

3 Построение годового графика нагрузки подстанции

По результатам расчёта по всем видам нагрузок (см. Приложение А) построим суточный график нагрузки по активной мощности. Годовой график нагрузки представлен на рисунке В.1 (Приложение В).

Определяем количество электроэнергии потребляемой за год МВт·Ч.

$$W_{АГОД} = \sum P_I \cdot t_I, \qquad (3.1)$$

где P_I – i-я ступень суточного графика, причём $P = P_{П/С}$, МВт;

t_I – продолжительность в часах i-й ступени.

$$W_{АГОД} = (2\cdot 210)\cdot P + (4\cdot 210)\cdot 0,98\cdot P + (2\cdot 210 + 2\cdot 155)\cdot 0,96\cdot P + (1\cdot 210 + 2\cdot 155)\cdot 0,95\cdot P +$$
$$+ (2\cdot 210)\cdot 0,94\cdot P + (7\cdot 210 + 2\cdot 155)\cdot 0,93\cdot P + (1\cdot 210)\cdot 0,92\cdot P + (7\cdot 155)\cdot 0,91\cdot P +$$
$$+ (4\cdot 210 + 1\cdot 155)\cdot 0,90\cdot P + (3\cdot 210)\cdot 0,89\cdot P + (3\cdot 155)\cdot 0,88\cdot P + (5\cdot 155)\cdot 0,85\cdot P \quad ,$$

$$W_{АГОД} = (2\cdot 210)\cdot 27,419 + (4\cdot 155)\cdot 0,98\cdot 27,419 + (2\cdot 210 + 2\cdot 155)\cdot 0,96\cdot 27,419 +$$
$$+ (1\cdot 210 + 2\cdot 155)\cdot 0,95\cdot 27,419 + (2\cdot 155)\cdot 0,94\cdot 27,419 + (7\cdot 210 + 2\cdot 155)\cdot 0,93\cdot 27,419 +$$
$$+ (1\cdot 210)\cdot 0,92\cdot 27,419 + (7\cdot 155)\cdot 0,91\cdot 27,419 + (4\cdot 210 + 1\cdot 155)\cdot 0,90\cdot 27,419 +$$
$$+ (3\cdot 210)\cdot 0,89\cdot 27,419 + (3\cdot 155)\cdot 0,88\cdot 27,419 + (5\cdot 155)\cdot 0,81\cdot 27,419 =$$
$$¿ 151401,459 \text{ МВт·Ч};$$

где 210 и 155 – число зимних и летних дней в году.

Определяем число часов использования максимума нагрузки $T_{мах}$.

$$T_{MAX} = \frac{W_{АГОД}}{P_{MAX}}, \qquad (3.2)$$

где $P_{MAX} = P_{П/С}$ – часовой максимум нагрузки, МВт.

$$T_{MAX} = \frac{151401,459}{27,419} = 5521 ч.$$

Годовой график нагрузки представлен на рисунке В.2.

4 Выбор сечения воздушной линии

4.1 Выбор сечения питающей линии

Проводим выбор сечения питающей линии.

Определяем ток в линии в нормальном и послеаварийном режимах:

$$I_{НР} = \frac{S_Л}{2\cdot\sqrt{3}\cdot¿ U_{ВН}}, ¿ \qquad (4.1.1)$$

$$I_{ПАР} = \frac{S_Л}{\sqrt{3}\cdot¿ U_{ВН}}, ¿ \qquad (4.1.2)$$

где $S_Л = S_{Р.П/С}$ =31,552 МВА;

$S_Л$ – мощность, протекающая по ВЛ – 110кВ, МВА;

$U_{ВН}$ =110 кВ - номинальное напряжение обмотки ВН, кВ;

$I_{НР}$, $I_{ПАР}$ – ток воздушной линии в нормальном и послеаварийном режимах, А.

$$I_{НР} = \frac{31,552\cdot 1000}{2\cdot\sqrt{3}\cdot¿ 110} = 82,806 \quad A . ¿$$

$$I_{ПАР}=\frac{31,552\cdot1000}{\sqrt{3}\cdot¿110}=165,612\quad A.¿$$

Подбираем сечение линии по четырём условиям:

1. По экономической плотности тока. Так как $T_{МАХ} > 5000$, то согласно ПУЭ [2], экономическая плотность тока для алюминиевого неизолированного провода равна $J_{ЭК}$=1 А/мм2.

$$F_Э=\frac{I_{НР}}{j_{ЭК}}, \tag{4.1.3}$$

$$F_Э=\frac{82,806}{1}=82,806\,мм^2.$$

2) По условию короны. Согласно таблицы 4.1, по условию короны задаются минимальные сечения при различных уровнях напряжения.

Таблица 4.1

Номинальное напряжение, кВ	Количество проводников в фазе, шт.	Диаметр проводника, мм	Сечение сталеалюминиевого проводника, мм^2
110	1	11,4	70/11

Предварительно подбираем марку провода АС-95/16 [2].

3) По допустимой токовой нагрузке по нагреву.

$$I_{ДОП}\geq I_{ПАР}, \tag{4.1.4}$$

где $I_{ДОП}$ – максимально допустимый ток для данного сечения [3], А.

$$330\quad A>165,612\quad A.$$

4) По потерям напряжения. Такой проверке не подлежат линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше [3].

$$I_{ДОП}=390\text{A}>165,612\text{A}.$$

Выбираем марку провода АС-120/19.

Определим сопротивления линии для расчётов токов короткого замыкания.

$$R_{Л110}=R_0\cdot L_{Л110}, \tag{4.1.5}$$

$$X_{Л1}10=X_0\cdot L_{Л110}, \tag{4.1.6}$$

где R_0= 0,245 и X_0=0,423 – удельные сопротивления линии [3], Ом/км;

$L_{Л110}$=15 – длина линии, км;

$R_{Л110}$, $X_{Л110}$ - активное и индуктивное сопротивление линии, Ом.

$$R_{Л110}=0,245\cdot15=3,675\,Ом.$$
$$X_{Л110}=0,423\cdot15=6,345\quad Ом.$$

4.2 Выбор сечения воздушной линии 35кВ

Определяем ток в линии в нормальном и послеаварийном режимах:

$$I_{НР}=\frac{S_Л}{2\cdot\sqrt{3}\cdot U_{СН}}, \quad (4.2.1)$$

$$I_{ПАР}=\frac{S_Л}{\sqrt{3}\cdot U_{СН}}, \quad (4.2.2)$$

где $S_Л$= S∑35кВ=14,084 МВА;

$S_Л$ – мощность протекающая по ВЛ – 35кВ, МВА;

$U_{ВН}$=36,2 кВ - номинальное напряжение обмотки СН, кВ;

$I_{НР}$, $I_{ПАР}$ – ток воздушной линии в нормальном и послеаварийном режимах, А.

$$I_{НР}=\frac{14,084\cdot 1000}{2\cdot\sqrt{3}\cdot 36,2}=112,315 \quad A.$$

$$I_{ПАР}=\frac{14,084\cdot 1000}{\sqrt{3}\cdot 36,2}=224,63 \quad A.$$

1) По экономической плотности тока.

$$F_Э=\frac{I_{НР}}{j_{ЭК}}, \quad (4.2.3)$$

$$F_Э=\frac{112,315}{1}=112,315 \quad мм^2.$$

Предварительно, подбираем марку провода АС-120/19 [4]

2) По допустимой токовой нагрузке по нагреву.

$$I_{ДОП}\geq I_{ПАР}, \quad (4.2.4)$$

$$390 \quad A > 224,63 \quad A.$$

3) По условию короны. Такой проверке не подлежат воздушные линии на 35кВ. Окончательно выбираем марку провода АС–120/19.

Выбранный провод марки АС–120/19 соответствует марке провода, установленного в настоящее время на подстанции.

4) По потерям напряжения. Согласно [5] не проводим вычисления.

4.3 Выбор сечения токопровода, идущего от трансформаторов в ЗРУ, по стороне 6кВ

Определяем ток в линии в нормальном и послеаварийном режимах:

$$I_{НР}=\frac{S_Л}{2\cdot\sqrt{3}\cdot U_{ВН}}, \quad (4.3.1)$$

$$I_{ПАР}=\frac{S_Л}{\sqrt{3}\cdot U_{ВН}}, \quad (4.3.2)$$

$$S_Л=\sqrt{\left(P_{\sum 0,4}+P_{\sum 6}\right)^2+\left(Q_{\sum 0,4}+Q_{\sum 6}\right)^2}, \quad (4.3.3)$$

$$S_Л=\sqrt{\left(342,5+16406\right)^2+\left(279,342+8210,62\right)^2}=16,814\,MBA.$$

где $S_Л$ =18,813 МВА – мощность нагрузок на 6кВ;

$S_Л$ – мощность протекающая по ВЛ, МВА;

$U_{НН}$=6,2 кВ - номинальное напряжение обмотки НН, кВ;

$I_{НР}$, $I_{ПАР}$ – ток воздушной линии в нормальном и послеаварийном режимах, А.

$$I_{НР}=\frac{16,814\cdot1000}{2\cdot\sqrt{3}\cdot¿6,2}=782,9\quad A.¿$$

$$I_{ПАР}=\frac{16,814\cdot1000}{\sqrt{3}\cdot¿6,2}=1565,79\quad A.¿$$

1) По экономической плотности тока.

$$F_Э=\frac{I_{НР}}{j_{ЭК}},\qquad (4.3.4)$$

$$F_Э=\frac{782,9}{1}=782,9\quad мм^2.$$

Предварительно, подбираем марку провода 3хАС-240/39 [5].

2) По допустимой токовой нагрузке по нагреву.

$$I_{ДОП}\geq I_{ПАР},\qquad (4.3.5)$$

$$3x610=1830\quad A>1752\quad A.$$

3) По условию короны не проверяем, согласно [5].

4) По потерям напряжения. Согласно [5], не проводим эти вычисления, т.к. длина токопровода составляет 10м.

5 Выбор марки и сечения КЛ на 6 кВ

В последнее время ведущие энергосистемы ориентированы на использование кабелей среднего напряжения с изоляцией из СПЭ (сшитого полиэтилена) при прокладке новых кабельных линий и замене, либо капитальном ремонте старых кабельных линий.

Переход на кабели с изоляцией из СПЭ взамен кабелей с БПИ (с пропитанной бумажной изоляцией) обусловлен рядом преимуществ: более высокая надёжность в эксплуатации; меньшие расходы на реконструкцию и содержание кабельных линий и др.

Произведем выбор и проверку КЛ электропередач. Рассмотрим пример расчёта линии ЦЕХ1.

Расчётный ток в нормальном режиме:

$$I_{нр}=\frac{S_м}{n\cdot\sqrt{3}\cdot U_c},\qquad (5.1)$$

$$I_{нр}=\frac{3868}{2\cdot\sqrt{3}\cdot6}=186,099\,A.$$

Расчётный ток в после аварийном режиме:

$$I_{пар}=\frac{S_м}{\sqrt{3}\cdot U_c},\qquad (5.2)$$

$$I_{пар}=\frac{3868}{\sqrt{3}\cdot6}=372,198\,A.$$

Определим сечение кабеля по экономической плотности тока (при T_{max} > 5000 часов для кабелей из СПЭ согласно [5] $J_э$ = 1,2 А/мм2).

$$F_э = \frac{I_{н.р.}}{J_э}, \qquad (5.3)$$

$$F_э = \frac{186,099}{1,2} = 155\,мм^2.$$

По таблице стандартных значений предварительно намечаем кабель АПвП-10-1х50 сечением 50мм². Данный кабель является одножильным, поэтому необходимо взять их в количестве 3 штук. Кабель имеет предельно допустимый ток 225А.

$$I_{до.п.нр} > Ialignl¿_{нр}¿¿¿¿¿¿ \qquad (5.4)$$

где K_2=1,3 - коэффициент перегрузки.

$$3\,x\,225\,A = 675 > 186\,A.$$

$$1,3 \cdot 675 = 877,5 > 372\,A.$$

Окончательно принимаем кабель АПвП – 10 – 1х50.

Результаты расчётов и выбранные сечения кабельных линий сведем в таблицу Г.1 (Приложение Г). Прокладка кабеля АПвП проводится на воздухе, расположение - в плоскости. Марка кабеля – АПвП – изоляция из сшитого полиэтилена

6 Проверка кабельных линий по потерям напряжения

1) Проверка по потерям напряжения в послеаварийном режиме линии КНС1 (l = 2км):

$$_{\Delta}U_л = \frac{P_л \cdot r_{0л} \cdot l_л + Q_л \cdot x_{0л} \cdot l_л}{U^2_{ном} \cdot (10^3)} \cdot 100\%, \qquad (6.1)$$

$$_{\Delta}U_л = \frac{3673 \cdot 0,2 \cdot 2 + 1212 \cdot 0,074 \cdot 2}{6,2^2 \cdot (10^3)} \cdot 100\% = 4,28\%.$$

2) Проверка по потерям напряжения в послеаварийном режиме линии ДНС1 (l = 1,5км):

$$_{\Delta}U_л = \frac{P_л \cdot r_{0л} \cdot l_л + Q_л \cdot x_{0л} \cdot l_л}{U^2_{ном} \cdot (10^3)} \cdot 100\%, \qquad (6.2)$$

$$_{\Delta}U_л = \frac{3383 \cdot 0,2 \cdot 1,5 + 1624 \cdot 0,074 \cdot 1,5}{6,2^2 \cdot (10^3)} \cdot 100\% = 3,11\%.$$

Потери напряжения в послеаварийном режиме не превышают значения 10%.

Т.к. кабельная линия ЦЕХ3, Ф № 20, Ф № 18 составляет менее 1км, то проверку по потерям напряжения согласно [5] не проводим.

7 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ проводится для выбора и проверки электрических аппаратов по условию короткого замыкания, с целью обеспечения системы электроснабжения надёжной.

Все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки, работают с номинальной нагрузкой.

Расчёт токов короткого замыкания (далее КЗ) проведем для точек К-1 (110кВ), К-2 (35кВ), К-3 (6кВ), К-4 (0,4кВ).

7.1 Расчёт сопротивлений элементов схемы замещения

В приложении Д представлена электрическая схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания.

Базисные условия: $S_б$= 1000 МВА, $U_{б1}$=115 кВ, $E_{*С}$ =1.

Для этого определяем по рисунку 7.1 базисные токи и напряжения.



Рисунок 7.1 – Схема для определения базисных напряжений и токов

$$U_{БII}=115\,кВ,\ U_{БII}=37\,кВ,\ U_{БIII}=6{,}3\,кВ. \quad (7.1.1)$$

где $U_{БI}$, $U_{БII}$, $U_{БIII}$, - напряжения различных ступеней, кВ.

Определяем базисные токи.

$$I_{БI}=\frac{S_Б}{\sqrt{3}\cdot U_{Б_I}}, \quad (7.1.2)$$

$$I_{БII}=\frac{S_Б}{\sqrt{3}\cdot U_{Б_{II}}}, \quad (7.1.3)$$

$$I_{БIII}=\frac{S_Б}{\sqrt{3}\cdot U_{Б_{III}}}, \quad (7.1.4)$$

где $S_Б$ =$S_С$=1000 МВА – базисная мощность.

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

$$I_{БII}=\frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 37}=15{,}6 \quad кА.$$

$$I_{БIII}=\frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3}=91{,}6 \quad кА.$$

Определяем базисное сопротивление системы в относительных единицах (о.е).

$$X_{*C} = \frac{I_{Б_I}}{I_{\text{откл}}}, \tag{7.1.5}$$

где X_{*C} – сопротивление системы, о.е.;

$I_{ОТКЛ}$ – ток отключения выключателей установленных на шинах связи с энергосистемой, в нашем случае $I_{\text{откл}}$=20 кА (МКП-110- 630/20). Это разрешается, когда отсутствуют необходимые данные об энергосистеме [5].

$$X_{*C} = \frac{5,02}{20} = 0,251.$$

Находим активное и индуктивное сопротивление реактора РБА-6-3000-0,12, сначала в Ом и затем в о.е.

$$X_{*P} = X_P \cdot \frac{S_Б}{U_c}, \tag{7.1.6}$$

где X_P = 0,12 Ом – индуктивное сопротивление реактора;

U_c – напряжение сети в точке установки реактора.

$$X_{*P} = 0,12 \cdot \frac{1000}{6,2^2} = 3,121.$$

Определяем активные и индуктивные сопротивления воздушной линии в о.е.

$$R_{*\text{ВЛЭП}} = R_{\text{ВЛЭП}} \cdot \frac{S_Б}{U_{\text{БI}^2}} = R_{\text{оВЛЭП}} \cdot l_{\text{ВЛЭП}} \cdot \frac{S_Б}{U_{БI^2}}, \tag{7.1.7}$$

$$R_{*\text{ВЛЭП}} = 0,245 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,277.$$

$$X_{*\text{ВЛЭП}} = X_{\text{ВЛЭП}} \cdot \frac{S_Б}{U_{\text{БI}^2}} = X_{\text{ВЛЭП}} \cdot l_{\text{ВЛЭП}} \cdot \frac{S_Б}{U_{\text{БI}^2}}, \tag{7.1.8}$$

$$X_{*\text{ВЛЭП}} = 0,423 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,479.$$

Определяем индуктивные сопротивления для Т1 (Т2).

$$\left.\begin{aligned} X_{*B} &= \frac{0,5 \cdot (U_{\text{КВС\%}} + U_{\text{КВН\%}} - U_{\text{КСН\%}}) \cdot S_Б}{100 \cdot S_{\text{НОМТ}}}, \\ X_{*C} &= \frac{0,5 \cdot (U_{\text{КВС\%}} + U_{\text{КСН\%}} - U_{\text{КВН\%}}) \cdot S_Б}{100 \cdot S_{\text{НОМТ}}}, \\ X_{*H} &= \frac{0,5 \cdot (U_{\text{КВН\%}} + U_{\text{КСН\%}} - U_{\text{КВС\%}}) \cdot S_Б}{200 \cdot S_{\text{НОМТ}}}, \end{aligned}\right\} \tag{7.1.9}$$

где X_{*B}, X_{*C}, X_{*H} – относительные индуктивные сопротивления для каждой ветви схемы замещения;

$U_{КВС}$% = 10,5, $U_{КВН}$% = 17, $U_{КСН}$% = 6 – напряжения короткого замыкания между обмотками, % [5];

$S_{НОМТ}$ =25 МВА – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{i_B} = \frac{0{,}5\cdot(10{,}5+17-6)\cdot 1000}{100\cdot 25} = 4{,}3.$$

$$X_{i_C} = \frac{0{,}5\cdot(10{,}5+6-17)\cdot 1000}{100\cdot 25} = -0{,}1 \approx 0.$$

$$X_{i_H} = \frac{0{,}5\cdot(17+6-10{,}5)\cdot 1000}{100\cdot 25} = 2{,}5.$$

7.2 Определение токов короткого замыкания

7.2.1 Расчёт токов короткого замыкания в точке К-1

Определяем суммарное сопротивление $Z_{*\Sigma}$ до точки К-1 (в соответствии с рисунком 7.1).

$$Z_{i_{\Sigma[K-1]}} = \sqrt{\left(X_{i_C} + X_{i_{\text{ВЛЭП}}}\right)^2 + R_{i_{B\,\text{ЛЭП}}}{}^2}, \qquad (7.2.1.1)$$

$$Z_{i_{\Sigma[K-1]}} = \sqrt{(0{,}251+0{,}479)^2 + 0{,}277^2} = 0{,}781.$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{ПО}$ в точке К-1.

$$I_{ПО[K-1]} = \frac{E_{i_C}}{Z_{i_\Sigma}} \cdot I_{\text{БІ}}, \qquad (7.2.1.2)$$

$$I_{ПО[K-1]} = \frac{1}{0{,}781} \cdot 5{,}02 = 6{,}42\,кА.$$

Находим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a для точки К-1.

$$T_A = \frac{\Sigma X}{\omega \cdot \Sigma R}, \qquad (7.2.1.3)$$

где ΣX и ΣR – суммарные сопротивления до точки К-1;

ω=314,159 рад/с – угловая частота колебаний.

$$T_A = \frac{X_{i_C} + X_{i_{\text{ВЛЭП}}}}{\omega \cdot R_{i_{B\,\text{ЛЭП}}}}, \qquad (7.2.1.4)$$

$$T_A = \frac{0{,}251+0{,}479}{314{,}159*0{,}277} = 0{,}0083.$$

Рассчитываем ударный коэффициент $K_{УД}$ для точки К-1.

$$K_{УД} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_A}}, \qquad (7.2.1.5)$$

$$K_{УД} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}0083}} = 1{,}3.$$

Определяем ударный ток КЗ в точке К-1.

$$i_{\text{УД[К-1]}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{УД}} \cdot I_{\text{ПО[К-1]}}, \qquad (7.2.1.6)$$

$$i_{\text{УД[К-1]}} = \sqrt{3} \cdot 1{,}3 \cdot 6{,}42 = 11{,}8\,кА.$$

7.2.2 Расчёт токов короткого замыкания в точке К-2

Определяем суммарное сопротивление $Z_{*\Sigma}$ до точки К-2 .

$$Z_{\text{¿}_{\Sigma[K-2]}}=\sqrt{\left(X_{\text{¿}_C}+X_{\text{¿}_{\text{ВЛЭП}}}+X_{\text{¿}B}+X_{\text{¿}C}\right)^2+\left(R_{\text{¿Л1}}\right)^2},$$
$$Z_{\text{¿}_{\Sigma[K-2]}}=\sqrt{(0,251+0,479+4,3+0)^2+0,277^2}=5,04. \quad (7.2.2.1)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{ПО}$ в точке К-2.

$$I_{\text{ПО[К-2]}}=\frac{E_{\text{¿}_C}}{Z_{\text{¿}\Sigma[K-2]}}\cdot I_{\text{БП}},$$
$$I_{\text{ПО[К-2]}}=\frac{1}{5,04}\cdot 15,6=3,095\,кА. \quad (7.2.2.2)$$

Находим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a для точки К-2.

$$T_A=\frac{\left(X_{\text{¿}_C}+X_{\text{¿}_{\text{ВЛЭП}}}+X_{\text{¿}B}+X_{\text{¿}C}\right)}{\omega\cdot\left(R_{\text{¿Л1}}\right)}, \quad (7.2.2.3)$$
$$T_A=\frac{(0,251+0,479+4,3+0)}{314,159\cdot 0,277}=0,0578.$$

Рассчитываем ударный коэффициент $K_{УД}$ для точки К-2.

$$K_{УД}=1+e^{\frac{-0,01}{T_A}}, \quad (7.2.2.4)$$
$$K_{УД}=1+e^{\frac{-0,01}{0,0578}}=1,84.$$

Определяем ударный ток КЗ в точке К-2.

$$i_{\text{УД[К-2]}}=\sqrt{2}\cdot K_{\text{УД}}\cdot I_{\text{ПО[К-2]}}, \quad (7.2.2.5)$$
$$i_{\text{УД[К-2]}}=\sqrt{2}\cdot 1,84\cdot 3,095=8,054\,кА.$$

7.2.3 Расчёт токов короткого замыкания в точке К-3

Определяем суммарное сопротивление $Z_{*\Sigma}$ до точки К-3 .

$$Z_{\text{¿}_{\Sigma[K-3]}}=\sqrt{\left(X_{\text{¿}_C}+X_{\text{¿}_{\text{ВЛЭП}}}+X_{\text{¿}B}+X_{\text{¿}H}+X_{\text{¿}p}\right)^2+\left(R_{\text{¿Л1}}\right)^2},$$
$$Z_{\text{¿}_{\Sigma[K-3]}}=\sqrt{(0,251+0,479+4,3+2,5+3,121)^2+0,277^2}=10,66. \quad (7.2.3.1)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{ПО}$ в точке К-3 без учета токов подпитки от синхронных двигателей.

$$I_{\text{ПО}(c)}=\frac{E_{\text{¿}_C}}{Z_{\text{¿}\Sigma[K-3]}}\cdot I_{\text{БП}},$$
$$I_{\text{ПО}(c)}=\frac{1}{10,66}\cdot 91,6=8,593\,кА. \quad (7.2.3.2)$$

Находим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a для точки К-3.

$$T_A=\frac{\left(X_{\text{¿}_C}+X_{\text{¿}_{\text{ВЛ ЭП}}}+X_{\text{¿}B}+X_{\text{¿}H}+X_{\text{¿}p}\right)}{\omega\cdot\left(R_{\text{¿}B\text{ЛЭП}}\right)}, \quad (7.2.3.3)$$

$$T_A = \frac{(0,251+0,479+4,3+2,5+3,121)}{314,159 \cdot 0,277} = 0,12.$$

Рассчитываем ударный коэффициент $K_{УД}$ для точки К-3.

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_A}}, \quad (7.2.3.4)$$

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,12}} = 1,92.$$

Определяем ударный ток КЗ в точке К-3.

$$i_{уд(с)} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{по(с)}, \quad (7.2.3.5)$$

$$i_{уд(с)} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,593 = 23,33 кА.$$

Найдем токи подпитки от синхронных двигателей.

Нам известно, что на объекте КНС-1 установлено 4 работающих синхронных двигателя со следующими справочными данными: $P_н$ = 1250кВт; $U_{ном}$=6кВ; cosφ = 0,95; $S_{ном} = P_н/cosφ$ = 1250/0,95 = 1315,78кВА. В нормальном режиме только два синхронных двигателя получают питание от трансформатора 1Т(2Т).

Определим сопротивления синхронных двигателей.

$$x_{КНС} = x''_d \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}, \quad (7.2.3.6)$$

$$r_{КНС} = \frac{x_{КНС}}{T_a \cdot \omega}, \quad (7.2.3.7)$$

где $X``d$ = 0,2 – среднее значение сверхпереходного сопротивления синхронного двигателя [5];

$S_б$ – базовая мощность, МВА;

$S_{ном}$ – номинальная мощность двигателя, кВА;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ двигателя; принимаем, согласно [5] T_a = 0,06 с для синхронных двигателей.

$$x_{КНС} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1315,78} = 152.$$

$$r_{КНС} = \frac{152}{0,06 \cdot 314,159} = 8,064.$$

Определим сопротивление кабельной линии.

$$r_{клКНС} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U^2_{БIII}}, \quad (7.2.3.8)$$

$$x_{клКНС} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U^2_{БIII}}, \quad (7.2.3.9)$$

где l – длина кабельной линии, км.

$$r_{клКНС} = 0,2 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 10,078.$$

$$x_{клКНС} = 0,074 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 3,729.$$

$$Z_{\sum КНС} = \sqrt{\left(\frac{x_{КНС}}{4} + x_{клКНС}\right)^2 + \left(\frac{r_{КНС}}{4} + r_{клКНС}\right)^2}, \quad (7.2.3.10)$$

$$Z_{\sum КНС} = \sqrt{\left(\frac{152}{4} + 3,729\right)^2 + \left(\frac{8,064}{4} + 10,078\right)^2} = 43,446.$$

Определим начальное значение периодической составляющей тока КЗ.

$$I_{п0(КНС)} = \frac{E``_q}{Z_{\sum КНС}} I_{БШ}, \quad (7.2.3.11)$$

где $E``q$ = 1,1 – сверхпереходная ЭДС [5].

$$I_{п0(КНС)} = \frac{1,1}{43,446} \cdot 91,643 = 2,32 кА.$$

$$T_a = \frac{\left(\frac{x_{КНС}}{4} + x_{клКНС}\right)}{\omega \cdot \left(\frac{r_{КНС}}{4} + r_{клКНС}\right)}, \quad (7.2.3.12)$$

$$T_a = \frac{\left(\frac{152}{4} + 3,729\right)}{314,159 \cdot \left(\frac{8,064}{4} + 10,078\right)} = 0,0109.$$

$$K_{уд(КНС)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (7.2.3.13)$$

$$K_{уд(КНС)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0109}} = 1,403.$$

$$i_{уд(КНС)} = \sqrt{2} \cdot K_{уд(КНС)} I_{п0(КНС)}, \quad (7.2.3.14)$$

$$i_{уд(КНС)} = \sqrt{2} \cdot 1,403 \cdot 2,32 = 4,603 кА.$$

На объекте ДНС-1 установлено 4 работающих синхронных двигателя со следующими справочными данными: $P_н$ = 1250кВт; $U_{ном}$=6кВ; cosφ = 0,95; $S_{ном}$ = Рн/cosφ = 1250/0,9 = 1388,89кВА. В нормальном режиме только два синхронных двигателя получают питание от трансформатора 1Т(2Т).

Определим сопротивления синхронных двигателей.

$$x_{ДНС} = x''_d \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}, \quad (7.2.3.15)$$

$$r_{ДНС} = \frac{x_{ДНС}}{T_a \cdot \omega}, \quad (7.2.3.16)$$

$$x_{ДНС} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1388,89} = 144.$$

$$r_{ДНС}=\frac{144}{0,06\cdot 314,159}=7,639.$$

Определим сопротивление кабельной линии.

$$r_{клДНС}=r_0\cdot l\cdot\frac{S_б}{U^2_{БШ}}, \quad (7.2.3.17)$$

$$x_{клДНС}=x_0\cdot l\cdot\frac{S_б}{U^2_{БШ}}, \quad (7.2.3.18)$$

$$r_{клДНС}=0,2\cdot 1,5\cdot\frac{1000}{6,3^2}=7,558.$$

$$x_{клДНС}=0,074\cdot 1,5\cdot\frac{1000}{6,3^2}=2,796.$$

$$Z_{\sum ДНС}=\sqrt{\left(\frac{x_{ДНС}}{4}+x_{клКНС}\right)^2+\left(\frac{r_{ДНС}}{4}+r_{клКНС}\right)^2}, \quad (7.2.3.19)$$

$$Z_{\sum ДНС}=\sqrt{\left(\frac{144}{4}+2,796\right)^2+\left(\frac{7,639}{4}+7,558\right)^2}=39,935.$$

$$I_{n0(ДНС)}=\frac{E``_q}{Z_{\sum ДНС}}I_{БШ}, \quad (7.2.3.20)$$

$$I_{n0(ДНС)}=\frac{1,1}{39,935}\cdot 91,643=2,524\,кА.$$

$$T_a=\frac{\left(\frac{x_{ДНС}}{4}+x_{клДНС}\right)}{\omega\cdot\left(\frac{r_{ДНС}}{4}+r_{клДНС}\right)}, \quad (7.2.3.21)$$

$$T_a=\frac{\left(\frac{144}{4}+2,796\right)}{314,159\cdot\left(\frac{7,639}{4}+7,558\right)}=0,013.$$

$$K_{уд(ДНС)}=1+e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (7.2.3.22)$$

$$K_{уд(ДНС)}=1+e^{\frac{-0,01}{0,013}}=1,464.$$

$$i_{уд(ДНС)}=\sqrt{2}\cdot K_{уд(ДНС)}I_{n0(ДНС)}, \quad (7.2.3.23)$$

$$i_{уд(ДНС)}=\sqrt{2}\cdot 1,464\cdot 2,524=5,227\,кА.$$

На объекте БКНС-1 установлено 4 работающих синхронных двигателя со следующими справочными данными: $P_н$ = 1000кВт; $U_{ном}$=6кВ; cosφ = 0,9; $S_{ном}$ = Рн/cosφ = 1000/0,9 =1111,11кВА. В нормальном режиме только два синхронных двигателя получают питание от трансформатора 1Т.

Определим сопротивления синхронных двигателей.

$$x_{БКНС} = x''_d \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}, \quad (7.2.3.24)$$

$$r_{БКНС} = \frac{x_{БКНС}}{T_a \cdot \omega}, \quad (7.2.3.25)$$

$$x_{БКНС} = 0{,}2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1111{,}11} = 180.$$

$$r_{БКНС} = \frac{180}{0{,}06 \cdot 314{,}159} = 9{,}549.$$

Определим сопротивление кабельной линии.

$$r_{клБКНС} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U^2_{БШ}}, \quad (7.2.3.26)$$

$$r_{клБКНС} = 0{,}2 \cdot 0{,}8 \cdot \frac{1000}{6{,}3^2} = 4{,}031.$$

$$x_{клБКНС} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U^2_{БШ}}, \quad (7.2.3.27)$$

$$x_{клБКНС} = 0{,}074 \cdot 0{,}8 \cdot \frac{1000}{6{,}3^2} = 1{,}491.$$

$$Z_{\sum БКНС} = \sqrt{\left(\frac{x_{БКНС}}{4} + x_{клБКНС}\right)^2 + \left(\frac{r_{БКНС}}{4} + r_{клБКНС}\right)^2}, \quad (7.2.3.28)$$

$$Z_{\sum БКНС} = \sqrt{\left(\frac{180}{4} + 1{,}491\right)^2 + \left(\frac{9{,}549}{4} + 4{,}031\right)^2} = 46{,}932.$$

$$I_{п0(БКНС)} = \frac{E''_q}{Z_{\sum БКНС}} I_{БШ}, \quad (7.2.3.29)$$

$$I_{п0(БКНС)} = \frac{1{,}1}{46{,}932} \cdot 91{,}643 = 2{,}148\,кА.$$

$$T_a = \frac{\left(\frac{x_{БКНС}}{4} + x_{клБКНС}\right)}{\omega \cdot \left(\frac{r_{БКНС}}{4} + r_{клБКНС}\right)}, \quad (7.2.3.30)$$

$$T_a = \frac{\left(\frac{180}{4} + 1{,}491\right)}{314{,}159 \cdot \left(\frac{9{,}549}{4} + 4{,}031\right)} = 0{,}023.$$

$$K_{уд(БКНС)} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}}, \quad (7.2.3.31)$$

$$K_{уд(БКНС)} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}023}} = 1{,}648.$$

$$i_{уд(БКНС)} = \sqrt{2} \cdot K_{уд(БКНС)} I_{п0(БКНС)}, \quad (7.2.3.32)$$

$$i_{уд(БКНС)} = \sqrt{2} \cdot 1{,}648 \cdot 2{,}148 = 5{,}006\,кА.$$

Определим токи короткого замыкания в точке К-3 с учетом токов подпитки от синхронных двигателей.

$$I_{n0[K-3]} = I_{n0(c)} + I_{n0(КНС)} + I_{n0(ДНС)} + I_{n0(БКНС)}, \quad (7.2.3.33)$$

$$I_{n0[K-3]} = 8,593 + 2,32 + 2,524 + 2,148 = 15,585\,кА.$$

$$i_{уд[K-2]} = i_{уд(c)} + i_{уд(КНС)} + i_{уд(ДНС)} + i_{уд(БКНС)}, \quad (7.2.3.34)$$

$$i_{уд[K-2]} = 23,33 + 4,603 + 5,227 + 5,006 = 38,166\,кА.$$

7.2.4 Расчёт токов короткого замыкания в точке К- 4

Систему принимаем бесконечной мощности, сопротивление системы равно нулю, т.е. $S_c = \infty$; $X_c = 0$.

Сопротивление силового трансформатора: $S_{ном}$ = 400 кВА; $U_{вн}$ = 6 кВ; $U_{нн}$ = 0,4 кВ; ΔP_x = 1,05 кВт; $\Delta P_к$ = 5,5 кВт; $U_к$% = 4,5; I_x%=2,1 (из [5]).

$$x_{тр} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U^2_{вн}}{S_{тр.н}}, \quad (7.2.4.1)$$

$$x_{тр} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{6^2}{0,4} = 4,05\,мОм.$$

$$r_{тр} = \Delta P_{кз} \cdot \frac{U^2_{вн}}{S^2_{тр.н}}, \quad (7.2.4.2)$$

$$r_{тр} = \frac{5,5 \cdot 6^2 \cdot 10^{-3}}{0,4^2} = 1,237.$$

Определим токи на первичной и вторичной обмотках трансформатора.

$$I_{1н} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}, \quad (7.2.4.3)$$

$$I_{1н} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 38,49\,А.$$

$$I_{2н} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}}, \quad (7.2.4.4)$$

$$I_{2н} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,35\,А.$$

По $I_{2н}$ берем автоматический выключатель на 1000А со следующими сопротивлениями:

$r_а$ = 0.25 мОм;

$x_а$ = 0.1 мОм [5];

Сопротивление контактов:

$r_{кш}$ = 0,01 мОм – для контактных соединений шинопроводов [6];

$r_{аш}$ = 1 мОм – для контактных соединений коммутационных аппаратов [6];

Сопротивление дуги:

$r_д$ = 10 мОм [6];

Сопротивление шин:

$l_ш$ = 5м;

$r_{ош}$ = 0,14мОм/м;

$x_{ош}$ = 0,1мОм/м [6];

$$r_ш = r_{ош} \cdot l_ш,$$
$$r_ш = 0,14 \cdot 5 = 0,7\ мОм. \quad (7.2.4.5)$$

$$x_ш = x_{ош} \cdot l_ш,$$
$$x_ш = 0,1 \cdot 5 = 0,5\ мОм. \quad (7.2.4.6)$$

Т.к. $I_{2н}$ > 500А, то берем сопротивления трансформатора тока равными нулю ($R_{тт}$ = 0, $X_{тт}$ = 0).

Определяем суммарное сопротивление $Z_{*\Sigma}$ до точки К-4.

$$Z_{*\Sigma[К-4]} = \sqrt{\left(X_{*С} + X_{*ВЛЭП} + X_{*В} + X_{*Н} + X_{*Р} + X_{*ТР} + X_Ш + X_А\right)^2 + \left(R_{*ВЛЭП} + R_{ТР} + R_Ш + R_{КШ} + R_{АШ} + R_Д + R_А\right)^2},$$
$$Z_{*\Sigma[К-4]} = \sqrt{(0,251+0,479+4,3+2,5+3,121+4,05+0,5+0,1)^2 + (0,277+1,237+0,7+0,01+1+10+0,25)^2} = 20,39. \quad (7.2.4.7)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{ПО}$ в точке К-4.

$$I_{ПО} = \frac{U_C}{Z_{*\Sigma[К-4]}},$$
$$I_{ПО} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 20,39} = 11,326\ кА. \quad (7.2.4.8)$$

Находим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ $T_А$ для точки К-4.

$$T_A = \frac{\left(X_{*С} + X_{*ВЛЭП} + X_{*В} + X_{*Н} + X_{*Р} + X_{*ТР} + X_Ш + X_А\right)}{\omega \cdot \left(R_{*Л1} + R_{ТР} + R_Ш + R_{КШ} + R_{АШ} + R_Д + R_А\right)},$$
$$T_A = \frac{(0,251+0,479+4,3+2,5+3,121+4,05+0,5+0,1)}{314,159 \cdot (0,277+1,327+0,7+0,01+1+10+0,25)} = 0,0036. \quad (7.2.4.9)$$

Рассчитываем ударный коэффициент $К_{УД}$ для точки К-4.

$$K_{УД} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_A}},$$
$$K_{УД} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0.0036}} = 1,062. \quad (7.2.4.10)$$

Определяем ударный ток КЗ в точке К-4.

$$i_{УД[К-4]} = \sqrt{2} \cdot K_{УД} \cdot I_{ПО[К-4]}, \quad (7.2.4.11)$$
$$i_{УД[К-4]} = \sqrt{2} \cdot 1.062 \cdot 11,326 = 17,01\ кА.$$

Переведём значения сопротивлений Z_Σ всех точек КЗ из о.е в Ом.

$$Z_{\Sigma(Ом)} = Z_{*\Sigma} \cdot \frac{U_{БI}^2}{S_Б}, \quad (7.2.4.12)$$

$$Z_{\Sigma(Ом)[K-1]} = 0,781 \cdot \frac{115^2}{1000} = 10,328 \quad Ом.$$

$$Z_{\Sigma(Ом)[K-2]} = 5,04 \cdot \frac{115^2}{1000} = 66,654\ Ом.$$

$$Z_{\Sigma(Ом)[K-3]} = 10,66 \cdot \frac{115^2}{1000} = 140,978 \quad Ом.$$

$$Z_{\Sigma(\text{Ом})[K-4]} = 20,39 \cdot \frac{115^2}{1000} = 269,657\,Ом.$$

Результаты расчёта приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчёта

Ток КЗ	К-1	К-2	К-3	К-4
Z_Σ, Ом	10,328	66,654	140,978	269,657
$I_{ПО}$, кА	6,42	3,095	15,585	11,326
$i_{уд}$, кА	11,8	8,054	38,166	17,01

8 Выбор и проверка элементов системы электроснабжения подстанции

8.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на 110кВ

В настоящее время на подстанции со стороны питающей линии 110кВ стоят выключатели типа МКП – 110М – 630. Данные выключатели были установлены в 70-х годах. Следовательно, они уже морально и физически устарели и поэтому целесообразно для повышения надёжности электроснабжения заменить на новое оборудование, а именно на элегазовые выключатели типа DT1 – 145F1 фирмы “ALSTOM” США. Выключатели данного типа в количестве 3 штук уже заменили устаревшие масляные выключатели. И в данной ситуации целесообразней все масляные выключатели заменить на элегазовые типа DT1-145F1. Выключатели одного типа экономически выгодны в эксплуатации.

Преимущества элегазового выключателя DT1 – 145F1:

- В качестве изолирующей и дугогасящей среды в выключателях используется элегаз обладающий высокими изоляционными и дугогасящими свойствами;
- Гашение дуги происходит в замкнутом объеме без выхлопа в атмосферу;
- Низкий уровень шума;
- Простота установки, эксплуатации и другие.

Проведем проверку выключателя ДТ1-145.

Ток в питающей линии ВЛЭП в послеаварийном режиме:

$$I_{ПАР} = \frac{S_{П/С}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \qquad (8.1.1)$$

$$I_{ПАР} = \frac{31552,45}{\sqrt{3} \cdot 110} = 165,607\,кА.$$

При удаленном коротком замыкании значение теплового импульса тока короткого замыкания определяем по формуле:

$$B_к = I_{п0}^2 \cdot (\tau + T_a), \qquad (8.1.2)$$

где τ – расчётное время отключения выключателя, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, с.

$$B_к = I^2_{n0[K-1]} \cdot (\tau + T_a),$$
$$B_к = 6,37^2 \cdot (1,7 + 0,05 + 0,0082) = 71,34\ кА^2 \cdot с.$$
$$\tau = t_{рз} + t_{ов}, \qquad (8.1.3)$$

где $t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ов}$ – время отключения выключателя, с.

$$\tau = 1,7 + 0,05 = 1,75\ с.$$

Таблица 8.1

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{ном}$ = 110 кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.max}$ = 168,208 А	$I_{ном}$ =3000 А	$I_{ном} \geq I_{раб.max}$
I''_{n0} =6,42 кА	$I_{откл.н.}$ = 40 кА	$I_{откл.н.} \geq I''_{n0}$
i_y = 11,8 кА	$i_{т.дин}$ = 108 кА	$i_{т.дин} \geq i_y$
$B_K = I''_{n_0} \cdot (\tau + T_a) = 6,42^2 (1,7 + 0,05 + 0,0083) =$ $= 72,47 кА^2 с$	$I_T / t_T = 40/3$ $I^2_T t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800\ кА^2 с$	$B_к \leq I^2_T \cdot t_T$

Выключатель по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

8.2 Выбор и проверка высоковольтных разъединителей на 110кВ

На подстанции установлены разъединители старого образца типа РНДЗ 2 – 110/630. Данный разъединитель с целью увеличения надёжности и сокращения затрат на текущее обслуживание необходимо заменить на разъединитель нового образца типа РГНП2 – 110/1000 с полимерной изоляцией.

Р - разъединитель;

Г - горизонтально-поворотного типа;

Н - нормальный уровень изоляции по ГОСТ 1516.3-96 [7];

П - с полимерной изоляцией.

Проведем проверку разъединителя РГНП2 – 110/1000.

Таблица 8.2

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{ном}$ = 110 кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.max}$ = 168,208 А	$I_{ном}$ =1000 А	$I_{ном} \geq I_{раб.max}$
i_y = 11,8 кА	$i_{т.дин}$ = 80 кА	$i_{т.дин} \geq i_y$

$B_K = I''_{n_0} ¿ (\tau + T_a) =$ $= 6,42^2 (1,7 + 0,05 + 0,0083) =$ $¿ 72,47 кА^2 с$	$I_T / t_T = 31,5/3$ $I^2_T \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ $кА^2 с$	$B_к \leq I^2_T \cdot t_T$

Разъединитель по условиям проверки проходит, принимаем его к установке.

8.3 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на 35кВ

В настоящее время на подстанции на стороне 35кВ установлены масляные выключатели типа С–35/630. Данный выключатель является устаревшим электрооборудованием. Его необходимо заменить на более современный и более надёжный выключатель, а именно на баковый вакуумный выключатель с элегазовой изоляцией тип VOX-35.

Основные достоинства вакуумных выключателей:

1. Высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Число отключений номинальных токов вакуумным выключателем без замены ВДК составляет 10-50 тыс., число отключений номинального тока отключения - 20-200, что в 10-20 раз превышает соответствующие параметры маломасляных выключателей.

2. Резкое снижение эксплуатационных затрат по сравнению с маломасляными выключателями.

3. Полная взрыво и пожаробезопасность и возможность работы в агрессивных средах и другие.

Проведем проверку выключателя VOX – 35.

Ток в линии 35кВ в послеаварийном режиме:

$$I_{ПАР} = \frac{S_{35кВ}}{\sqrt{3} \cdot ¿ U_{СН}}, ¿ \qquad (8.3.1)$$

$$I_{ПАР} = \frac{14084}{\sqrt{3} \cdot 36,2} = 224,625 кА.$$

$$B_к = I^2_{n0[K-2]} \cdot (\tau + T_a), \qquad (8.3.2)$$

$$B_к = 3,095^2 \cdot (2,1 + 0,08 + 0,0568) = 21,388 кА^2 \cdot с.$$

Таблица 8.3

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.max} = 225$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} \geq I_{раб.max}$
$I''_{n0} = 3,095$ кА	$I_{откл.н.} = 20$ кА	$I_{откл.н.} \geq I''_{n0}$
$i_y = 8,054$ кА	$i_{т.дин} = 80$ кА	$i_{т.дин} \geq i_y$

$B_K = I''_{n_0} ¿ (\tau + T_a) =$ $= 3,095^2 (2,1 + 0,08 + 0,0578) =$ $¿ 21,436 кА^2 с$	$I_T / t_T = 20/3$ $I^2_T t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 кА^2 с$	$B_к \le I^2_T \cdot t_T$

Выключатель по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

8.4 Выбор и проверка высоковольтных разъединителей на 35кВ

На подстанции установлены разъединители старого образца типа РНДЗ 2 – 35/630. Данный разъединитель необходимо заменить на разъединитель нового образца типа РГП2 – 35/1000 с полимерной изоляцией.

Проведем проверку разъединителя РГП2 – 35/1000.

Таблица 8.4

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст} = 35 кВ$	$U_{ном} = 35 кВ$	$U_{ном} \ge U_{уст}$
$I_{раб.max} = 225 А$	$I_{ном} = 1000 А$	$I_{ном} \ge I_{раб.max}$
$i_y = 8,054 кА$	$i_{т.дин} = 40 кА$	$i_{т.дин} \ge i_y$
$B_K = I''_{n_0} ¿ (\tau + T_a) =$ $= 3,095^2 (2,1 + 0,08 + 0,0578) =$ $¿ 21,436 кА^2 с$	$I_T / t_T = 16/3$ $I^2_T t_T = 16^2 \cdot 3 = 768 кА^2 с$	$B_к \le I^2_T \cdot t_T$

Разъединитель по условиям проверки проходит, принимаем его к установке.

8.5 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на 6кВ

8.5.1 Выбор и проверка вводных выключателей на 6кВ

В настоящее время на подстанции вводным выключателем на стороне 6кВ является маломасляные выключатели типа ВМП – 10/2750. Данный выключатель является уже устаревшим как физически, так и морально электрооборудованием. Его необходимо заменить на более современный и более надёжный выключатель, а именно, на вакуумный выключатель тип ВВЭ – М –10 (производитель: ОАО « Электрокомплекс » г.Минусинск).

Проведем проверку выключателя ВВЭ – М – 10 .

Ток в линии 6кВ в послеаварийном режиме:

$$I_{ПАР} = \frac{S_{6кВ}}{\sqrt{3} \cdot ¿ U_{НН}}, ¿ \qquad (8.5.1.1)$$

$$I_{ПАР} = \frac{18418}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1687,867 кА.$$

$$B_к = I^2_{n0[K-3]} \cdot (\tau + T_a), \qquad (8.5.1.2)$$

$$B_к = 15,585^2 \cdot (1,3 + 0,05 + 0,12) = 357,05 кА^2 \cdot с.$$

Таблица 8.5.1

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ = 6 кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.max}$ = 1724 А	$I_{ном}$ =3510 А	$I_{ном} \geq I_{раб.max}$
$I''_{п0}$ =15,585 кА	$I_{откл.н.}$ = 40 кА	$I_{откл.н.} \geq I''_{п0}$
i_y = 38,166 кА	$i_{т.дин}$ = 100 кА	$i_{т.дин} \geq i_y$
$B_K = I''^{2}_{п_0} \cdot (\tau + T_a) = 15,585^2 (1,3 + 0,05 + 0,12) =$ $= 357,05 кА^2 с$	$I_T / t_T = 40/3$ $I^2_T t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 кА^2 с$	$B_к \leq I^2_T \cdot t_T$

Выключатель по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

В – выключатель;

Б – вакуумный;

Э – электромагнитный привод.

Предназначен для установки в КРУ типа К – 105 и замены маломасляных выключателей [8].

8.5.2 Выбор и проверка секционного выключателя на 6кВ

В настоящее время на подстанции секционным выключателем на стороне 6кВ является маломасляные выключатели типа ВМП – 10/1500. Заменим на вакуумный выключатель тип ВВЭ–М–10 (производитель: ОАО « Электрокомплекс » г.Минусинск).

Проведем проверку выключателя ВВЭ – М – 10.

Ток в линии 6кВ в послеаварийном режиме:

$$I_{ПАР} = \frac{S_{6кВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}, \quad (8.5.2.1)$$

$$I_{ПАР} = \frac{9208,991}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 843,933 кА.$$

$$B_к = I^2_{п0[К-3]} \cdot (\tau + T_a), \quad (8.5.2.2)$$

$$B_к = 15,585^2 \cdot (3 + 0,04 + 0,12) = 767,54 кА^2 \cdot с.$$

Таблица 8.5.2

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ = 6 кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.max}$ = 843,933 А	$I_{ном}$ =1600 А	$I_{ном} \geq I_{раб.max}$
$I''_{п0}$ =15,585 кА	$I_{откл.н.}$ = 20 кА	$I_{откл.н.} \geq I''_{п0}$
i_y = 38,166 кА	$i_{т.дин}$ = 52 кА	$i_{т.дин} \geq i_y$

$B_K = I''_{n_0} ¿ (\tau + T_a) =$ $= 15,585^2 (3 + 0,04 + 0,12) =$ $¿ 767,54 кА^2 с$	$I_T / t_T = 20/3$ $I^2_T t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200\ кА^2 с$	$B_к \le I^2_T \cdot t_T$

Выключатель по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

Предназначен для установки в КРУ типа К – 104М и замены маломасляных выключателей [9].

8.5.3 Выбор и проверка линейного выключателя на 6кВ

Для примера возьмем наиболее загруженный фидер № 2А. В данной ячейке на 6кВ установлен маломасляный выключатель типа ВМП – 10/1500. Их необходимо заменить на более современный и более надёжный выключатель, а именно на вакуумный выключатель тип ВВЭ – М – 10 (производитель: ОАО « Электрокомплекс » г.Минусинск).

Проведем проверку выключателя ВВЭ – М – 10 .

Ток в линии 6кВ в послеаварийном режиме:

$$I_{ПАР} = \frac{S_{6кВ}}{\sqrt{3} \cdot ¿ U_{НН}}, ¿ \qquad (8.5.3.1)$$

$$I_{ПАР} = \frac{3868}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 354,4\ А.$$

$$B_к = I^2_{n0[КНС]} \cdot (\tau + T_a), \qquad (8.5.3.2)$$

$$B_к. = 2,32^2 \cdot (0,9 + 0,04 + 0,12) = 5,705\ кА^2 \cdot с.$$

Таблица 8.5.3

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ = 6 кВ	$U_{ном} \ge U_{уст}$
$I_{раб.max}$ =354,4 А	$I_{ном}$ =1600 А	$I_{ном} \ge I_{раб.max}$
I''_{n0} =2,32 кА	$I_{откл.н.}$ = 31,5 кА	$I_{откл.н.} \ge I''_{n0}$
i_y = 38,166 кА	$i_{т.дин}$ = 52 кА	$i_{т.дин} \ge i_y$
$B_K = I''_{n_0} ¿ (\tau + T_a) =$ $= 2,32^2 (0,9 + 0,04 + 0,12) =$ $¿ 5,705 кА^2 с$	$I_T / t_T = 31,5/3$ $I^2_T t_T = 20^2 \cdot 3 = 2977\ кА^2 с$	$B_к \le I^2_T \cdot t_T$

Выключатель по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

Предназначен для установки в КРУ типа К – 104М и замены маломасляных выключателей [10].

8.6 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на 0,4кВ

Выбираем автоматический выключатель на стороне 0,4кВ:

$$I_{р.м.} = \frac{S_м}{\sqrt{3} \cdot U_c},$$
$$I_{р.м.} = \frac{465,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 672\,A. \quad (8.6.1)$$

Выбираем выключатель марки ВА55 – 41.

Таблица 8.6.1

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные	Условия выбора и проверки
$U_{уст}$ = 400 кВ	$U_{ном}$ = 400 кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.max}$ = 672 А	$I_{ном}$ =1000 А	$I_{ном} \geq I_{раб.max}$
i_y = 11,326 кА	$i_{т.дин}$ = 55 кА	$I_{откл} \geq I_д$
$B_K = I''^2_{n_0} \cdot (\tau + T_a) = 6,42^2(1,7 + 0,05 + 0,0083) =$ $= 72,47 кА^2 с$	$I_T / t_T = 31,5/3$ $I^2_T t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977\ кА^2 с$	$B_к \leq I^2_T \cdot t_T$

Выключатель по условиям проверки подобран правильно.

Уставка тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{расц} \geq 1,25 \cdot I_{р.м},$$
$$I_{расц} \geq 1,25 \cdot 672 = 840\,A. \quad (8.6.2)$$

Принимаем уставку $I_{расц}$ = 1000А.

8.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

8.7.1 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110кВ

На стороне 110кВ на 1,2 и обходной секциях шин установлены трансформаторы напряжения типа НКФ – 110. Это уже устаревшая модель. Вместо них необходимо установить трансформаторы напряжения более современного типа. Как, например, НАМИ – 110.

Выбираем счетчик электрической энергии: трёхфазный многотарифный микропроцессорный универсальный ЦЭ6850.

Счетчик обеспечивает учет и вывод на индикацию:

- количества потребленной и отпущенной активной и реактивной электроэнергии за текущий и три прошедших месяца (а также за текущие и трое прошедших суток) суммарно и раздельно по четырем тарифам, с выделением электроэнергии потребленной и отпущенной при сбоях в работе счетчика и тарификации;
- графиков активных и реактивных мощностей, усредненных на заданном интервале времени, в каждом направлении учета электроэнергии;
- максимальные значения активных и реактивных мощностей в каждом направлении за отчетный период.

Таблица 8.7.1

Наименование прибора	Количество	$S_{пр,}$ВА	$S_{\Sigma пр,}$ВА

ЦЭ6850	5	6	30

$U_{с.ном} = U_{1ном} = 110$;

класс точности – 0,5;

$S_{2ном} = 400$ ВА $\geq S_{2расч} = 30$ ВА.

Таким образом, трансформатор напряжения подобран правильно.

8.7.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35кВ

На стороне 35кВ установлены трансформаторы напряжения типа НАМИ – 35. Выбираем счетчик электрической энергии: трёхфазный многотарифный микропроцессорный универсальный ЦЭ6850.

Таблица 8.7.2

Наименование прибора	Количество	$S_{пр,}$ВА	$S_{\Sigma пр,}$ВА
ЦЭ6850	5	6	12

$U_{с.ном} = U_{1ном} = 35$кВ;

класс точности – 0,5;

$S_{2ном} = 360$ ВА $\geq S_{2расч} = 12$ ВА.

Трансформатор напряжения подобран правильно.

8.7.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 6кВ

На 1,2 секциях шин на напряжение 6кВ установлены трансформаторы напряжения типа НТМИ – 6. Эти ТН подлежат замене. В настоящее время самым оптимальным вариантом является ТН типа 3х3НОЛ.06 – 6 (трехфазные антирезонансные группы трансформаторов напряжения устойчивы к феррорезонансу и (или) воздействию перемежающейся дуги в случае замыкания из фаз сети на землю).

Выбираем счетчик электрической энергии: трёхфазный многотарифный микропроцессорный универсальный ЦЭ6850.

Таблица 8.7.3

Наименование прибора	Количество	$S_{пр,}$ВА	$S_{\Sigma пр,}$ВА
ЦЭ6850	10	6	60

$U_{с.ном} = U_{1ном} = 6$кВ;

класс точности – 0,5;

$S_{2ном} = 150$ ВА $\geq S_{2расч} = 60$ ВА.

Трансформатор напряжения подобран правильно.

Схема соединения 3х3НОЛ.06 – 6 представлена в приложении Е.

8.8 Выбор и проверка трансформаторов тока

8.8.1 Выбор и проверка трансформаторов тока 35кВ

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению установки, где они должны быть включены, по номинальному току, номинальной мощности вторичной обмотки, коэффициенту трансформации и классу точности. Для того, чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо его нагрузить приборами и проводкой во вторичной цепи на соответствующую классу точности мощность. Выбранный трансформатор тока проверяют на режим короткого замыкания.

Таблица 8.8.1.1

Наименование прибора	Количество	$S_{пр,}$ВА	$S_{\Sigma пр,}$ВА
ЦЭ6850	1	6	6

По напряжению и току первичной обмотки трансформатора выбираем трансформатор тока, встроенный в выключатель марки ТВ35 - II.

Таблица 8.8.1.2

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные	Условия выбора и проверки
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.М} = 225$ А	$I_{ном} = 600$ А	$I_{раб.М} \geq I_{НОМ}$
$S_2 = 14{,}8$ ВА	$S_{2НОМ} = 30$ ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$
$B_к = 21{,}388 кА^2/с$	$t_T = 3$ с; $I_T = 25$кА	$B_к \leq I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 =$ ¿ $1875 кА^2/с$

Сопротивление соединительных проводов определяем по площади сечения и длине провода (при установки приборов в шкафах КРУl = 45м, $l_р = l$):

$S_{пр} = 6$ВА.

$r_{пр} = (\rho l)/F_{min}$, (8.8.1.1)

$r_{пр} = (0{,}028*45)/5 = 0{,}252$Ом.

$S_2 = S_{пр} + I2H^2 (r_{пр} + r_{конт})$, (8.8.1.2)

$S_2 = 6 + 5^2(0{,}252 + 0{,}1) = 14{,}8$ВА.

Трансформатор тока по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

8.8.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 6кВ

Таблица 8.8.2.1

Наименование прибора	Количество	$S_{пр,}$ВА	$S_{\Sigma пр,}$ВА
ЦЭ6850	1	6	6

Согласно [11], заменим трансформатор тока типа ТПШЛ – 10 на ТЛШ – 10. По напряжению и току первичной обмотки трансформатора тока проведем проверку трансформатор тока марки ТЛШ – 10.

Таблица 8.8.2.2

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные трансформатора тока	Условия выбора и проверки
$U_{уст}$ = 6 кВ	$U_{ном}$ = 10 кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{Раб.м.}$ = 1724А	$I_{НОМ}$ = 2000 А	$I_{Раб.м.} \leq I_{НОМ}$
S2 =9,2 (ВА)	$S_{2НОМ}$ = 20 (ВА)	$S_{2НОМ} \geq S_2$
$B_к$ = 357,05кА²/с	t_T = 3 с; I_T = 35кА	$B_к \leq I_T^2 \cdot t_T = 35^2 \cdot 3 =$ ¿3675 кА²/с

Сопротивление соединительных проводов определяем по площади сечения и длине провода, (при установки приборов в шкафах КРУ l = 5м, $l_р$ = l):

$S_{пр}$ =6 ВА.

$$r_{пр} = (\rho l)/F_{min}, \quad (8.8.2.1)$$

$r_{пр}$ = (0,028*5)/5 = 0,028Ом.

$$S2 = S_{пр} + I2H^2 (r_{пр} + r_{конт}), \quad (8.8.2.2)$$

S2 = 6 + 5²(0,028 + 0,1) = 9,2ВА.

Трансформатор тока по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

Схема подключения измерительных приборов представлена в приложении Ж.

8.9 Проверка кабельных линий на термическую стойкость

Определим минимальное сечение кабельной линии отходящей от фидера КНС1 – 1(для кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами С = 65).

$$F_{\min доп} = \frac{\sqrt{B_к} \cdot 10^3}{C}, \quad (8.9)$$

где C – коэффициент, соответствующий разности выделенного тепла в проводнике после короткого замыкания и до него, Ас½ / мм²;

$B_к$ – тепловой импульс (8.5.3.2).

$$F_{\min доп} = \frac{\sqrt{5,705} \cdot 10^3}{65} = 36,7 \, мм^2.$$

Кабельная линия по термической стойкости проходит.

9 Релейная защита элементов ПГВ 110 КВ

Релейная защита трансформаторов напряжением 110/6 кВ мощностью 40 МВ·А выполняется на постоянном оперативном токе с использованием микропроцессорных устройств, производства НПП «Динамика» г. Чебоксары.

Для защиты трансформаторов напряжением 110/6 кВ мощностью 40 МВ·А ПГВ 110 кВ предусматривается цифровая защита БМРЗ-ТД. В терминале БМРЗ-ТД реализуются следующие функции:

- дифференциальная защита трансформаторов;

- быстродействующая токовая защита (отсечка);

- максимальная токовая защита (МТЗ) с обратнозависимой характеристикой выдержки времени;

- МТЗ с независимой характеристикой (перегрузка);

На трансформаторах устанавливаются газовые защиты трансформатора РГТ-80 и устройства РПН от повреждений внутри кожуха и защита от понижения уровня и перегрева масла.

На трансформаторах собственных нужд мощностью 160 кВ·А предусматривается защита от замыканий на землю в сети 0,4, которая действует на отключение автомата ввода 0,4 кВ. Защита собрана на реле РТ – 40.

Релейная защита элементов РУ 6,3 кВ выполняется на основе микропроцессорных устройств серии БМРЗ-ТД, поставляемых ОАО "Самарский завод «Электрощит» совместно со шкафами серии К-104. Микропроцессорные устройства серии БМРЗ-ТД оснащены необходимым объемом защитных функций в соответствии с требованиями ПУЭ.

Для отходящих линий 6,3 кВ предусматриваются следующие защиты:

- трёхступенчатая максимальная токовая защита;

- двухступенчатая защита от однофазных замыканий на землю с контролем 3Io и действием на сигнал и отключение;

- УРОВ;

- двукратное АПВ.

В ячейках вводов 6,3 кВ Т1 и Т2 предусматриваются:

- трёхступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных замыканий с комбинированным пуском по напряжению;

- логическая защита шин с блокировкой от пусковых органов МТЗ линий и секционного выключателя;

- АПВ;

- УРОВ.

В ячейках секционного выключателя 6,3 кВ предусматриваются:

- трёхступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных замыканий;

- АВР;

- УРОВ;

- логическая защита шин с блокировкой от пусковых органов МТЗ линий и секционного выключателя.

Защита от дуговых замыканий в шкафах РУ 6,3 кВ выполняется с помощью фототиристоров.

Фототиристоры размещаются в отсеках ввода-вывода трансформаторов тока, отсеках выключателей, отсека сборных шин. Защита действует на сигнал и отключение выключателей вводов 6,3 кВ Т1, Т2, секционного выключателя.

9.1 Расчёт дифференциальной защиты трансформатора

В приложении И представлены таблица результатов расчёта дифференциальной защиты трансформатора (Таблица И.1) и таблица расчёта уставок БМРЗ-ТД (Таблица И.2).

9.2 Расчёт токовой отсечки

В приложении К представлена таблица результатов расчёта быстродействующей токовой защиты (отсечки).

Селективность ТО мгновенного действия обеспечивается выбором $I_{с.з.ТО}$ большим, чем значение тока $K^{(3)}$ на сторонах НН защищаемого трансформатора.

ТО устанавливается со стороны источника питания, т.е. на стороне 35кВ.

Ток срабатывания защиты токовой отсечки (ТО):

$$I_{с.з.ТО} = K_{отс} \cdot I^{(3)}_{к.з.\max} \text{ А}, \qquad (9.2.1)$$

$$I_{с.з.ТО} = 1,05 \cdot 19,506 \cdot \frac{6,3}{115} = 1,122 (\text{кА}).$$

$$t_{ТО} = 0\,с.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.з.рТО} = \frac{I_{С.ЗТО}}{K_{ТР}},$$

$$I_{с.з.рТО} = \frac{1122}{400/5} = 14,025 (А).$$

Величина уставки на БМРЗ-ТД:

$$\frac{I_{с.з.рТО}}{I_{ном}} = \frac{14,025}{5} = 2,805.$$ Принимаем 3.

где $I_{ном}$ - номинальный ток обмотки реле, 5А.

$$K_{чТО} = \frac{I^{(2)}_{КЗ}}{I_{с.з.рТО}} = \frac{662}{2,805} = 2,36 > 2,$$ что удовлетворяет условию.

9.3 Расчёт максимальной токовой защиты

В приложении Л представлена таблица расчётов максимальной токовой защиты с обратнозависимой характеристикой выдержки времени.

Согласно расчётов SРЗ=38,753 МВ·А.

$$I_{\text{пар}}=\frac{38752,7}{\sqrt{3}\cdot 110}=203,399(A).$$

$$I_{с.з.В}=\frac{K_{отс}\cdot K_{зап}}{K_{возд}}\cdot I_{нагр.ВН},\qquad (9.3.1)$$

$$I_{с.з.В}=\frac{1,05\cdot 1,5}{0,95}\cdot 203,399=337,214\,A.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.з.рВ}=\frac{I_{С.ЗВ}}{K_{ТР}},$$

$$I_{с.з.рВ}=\frac{337,214}{400/5}=4,215\,A.$$

Величина уставки на БМРЗ-ТД:

$$\frac{I_{с.з.рВ}}{I_{ном}}=\frac{4,215}{5}=0,843.$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток обмотки реле, 5А.

Приняв $t_{защ}$=2,5 с,ступень селективности $\Delta t=0,5$ с, получим минимальную выдержку времени t_{min}:

$$t=t_{защ}+\Delta t,$$

$$t=2,5+0,5=3\,c.$$

$$K_{ч}^{110}=\frac{I_{к.з.}^{(3)}}{I_{с.з.рВ}},\qquad (9.3.2)$$

$$K_{ч}^{110}=\frac{13,246}{0,843}=15,713\geq 1,5.$$

9.4. Расчёт защиты с выдержкой времени (перегрузка)

В приложении М представлена таблица результатов расчёта токовой защиты с независимой выдержкой времени.

$$I_{с.з.пер.}=\frac{K_{н}}{K_{в}}\cdot I,\qquad (9.4.1)$$

$$I_{с.з.пер.}=\frac{1,05}{0,94}\cdot 200,817=224,317\,A.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.з.р.пер}=\frac{I_{С.З.пер}}{K_{ТР}},\qquad (9.4.2)$$

$$I_{с.з.р.пер}=\frac{224,317}{400/5}=2,804(A).$$

Величина уставки на БМРЗ-ТД:

$$\frac{I_{с.з.р.пер}}{I_{ном}} = \frac{2,804}{5} = 0,561.$$

Выдержка времени:

$$t_{с.з.пер..110} = t'_{\max} + \Delta t,$$

$$t_{с.з.пер..110} = 3,5 + 0,5 = 4,0\,с.$$

9.5 Автоматика электроснабжения

Бесперебойность электроснабжения потребителей в электрических системах обеспечивается не только устройствами релейной защиты, но и некоторыми системами противоаварийной автоматики.

Для бесперебойного электроснабжения, применяем устройство автоматического включения резерва (АВР)

Устройство АВР должно удовлетворять следующим требованиям:

1) действовать во всех случаях исчезновения напряжения на шинах, в том числе и при коротких замыканиях т.к. эти короткие замыкания могут самоликвидироваться после снятия напряжения с шин;

2) для предотвращения включения на повреждённый источник питания, последний должен быть отключен до включения резервного источника;

3) для сокращения времени перерыва питания потребителей резервный источник питания, должен включаться немедленно после отключения рабочего источника;

4) включение резервного источника должно быть однократным с тем, чтобы при включении на устойчивое короткое замыкание на шинах, резервный источник отключался релейной защитой без последующего включения.

Для повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства *автоматического повторного включения* (АПВ).

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты (РЗ). В ВКР функции АВР и АПВ реализованы в микропроцессорном устройстве защиты SPAC серии 800.

Для каждой секции шин 10 кВ, предусматривается устройство АЧР с использованием реле SPAF 340 C3.

10 Релейная защита

В процессе эксплуатации электрических установок могу возникать перегрузки отдельных участков сети, короткие замыкания, резкие понижения напряжения и другие ненормальные режимы работы электросетей. Сверхтоки перегрузки и коротких замыканий приводят к опасным перегревам проводников и аппаратов, к их повреждению, к возникновению электрической дуги. Резкое снижение напряжения в сети может привести к нарушению устойчивости работы электрической системы или её узлов. И чем дольше не отключен поврежденный элемент, тем больше размеры поврежденного оборудования. Отсюда следует, что в каждой электрической установке необходимо обеспечить быстрое автоматическое отключение поврежденного участка(и только его), сохраняя в работе всю остальную систему.

Для этой цели предназначена релейная защита. Релейной защитой называют комплект специальных устройств, обеспечивающий автоматическое отключение поврежденной части электрической сети, установки. Если повреждение не представляет для установки непосредственной опасности, то РЗ должна обеспечить сигнализацию о неисправности.

РЗ должна обеспечивать быстроту и избирательность действия, надёжность работы и чувствительность. Кроме того, стоимость РЗ должна быть по возможности небольшой.

Быстрота действия защиты предупреждает расстройство работы системы и нарушения нормальной работы приемников при коротком замыкании и значительных понижениях напряжения. Это уменьшает ущерб при коротком замыкании.

Избирательным действием РЗ называют такое, при котором обеспечивается выявление поврежденного участка и его отключение; при этом неповрежденная часть электроустановки остается в работе.

Надёжность работы РЗ заключается в ее правильном и безотказном действии во всех предусмотренных случаях. Она обеспечивается применением высококачественных реле и современных схем защиты, тщательным выполнением монтажа и квалифицированной эксплуатацией защитных устройств.

Чувствительностью РЗ называют свойство реагирования на самые малые изменения контролируемого параметра. Чувствительность всех видов защиты оценивают коэффициентом чувствительности, значения которого нормируется ПУЭ.

Для трансформаторов подстанции предусматриваются устройства РЗ от многофазных КЗ в обмотках и на выводах, присоединенных к сетям с глухо- заземленной

нейтралью, витковых замыканий в обмотках, токов в обмотках, токов в обмотке при внешних КЗ и перегрузках, понижение уровня масла в трансформаторах.

В качестве реле защиты используется газовое реле. При наличии двух контактов газового реле защита действует на сигнал или отключение. В соответствии с [12] предусмотрена возможность перевода действия отключающего контакта газового реле на сигнал и выполнение раздельной сигнализации от сигнального или отключающего контактов реле.

Газовая защита устанавливается на трансформаторы подстанции 25МВА.

На трансформаторы 400кВА газовая защита, согласно [13], не устанавливается.

Продольная дифференциальная защита действует без выдержки времени на отключение поврежденного трансформатора от неповрежденной части энергосистемы с помощью выключателей. Продольная защита осуществляется с помощью реле тока, обладающим улучшенной отстройкой от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса.

Исходные данные

Система: $S_{номG}$ = 1000 МВА.

$X_{G*max} = X_c$ = 0,251 – максимальный режим работы системы.

X_{G*min} = 0,326.

Линия W1: l_{w1}=15 км.

r_{01w1}=0,245 Ом /км.

x_{01w1}= 0,423 Ом /км.

В качестве линии W2 возьмем кабельную линию с наименьшим сечением – 16мм².

Линия W2 : l_{w2}= 0,03км.

r_{01w2}=1,84 Ом /км.

x_{01w2}= 0,102 Ом /км.

Справочные данные по линии W2 согласно [14].

Реактор: x_p = 0,12 Ом.

Трансформатор Т1: ТДТН – 25000 / 10 / 35/6.

Таблица 10.1

$U_{k\%BH\ min}$ = 17,47 %	$U_{k\%CH\ min}$ = - 5,5%	$U_{k\%BC\ min}$ = 9,99 %
$U_{k\%BH\ ср}$ = 17,5 %	$U_{k\%CH\ ср}$ = 6,5 %	$U_{k\%BC\ ср}$ = 10,5 %
$U_{k\%BHmax}$ = 19,5 %	$U_{k\%CHmax}$ = - 8,5%	$U_{k\%BCmax}$ = 11,86 %

ΔUРПН% = $\pm$ 16%.

Все справочные данные по трансформатору и ВЛЭП согласно [15].

Нагрузка: $S_{нагр}=0,64S_{номТР}$,

$S_{нагр}=0,64\cdot25=16МВА$.

В приложении Н представлена схема замещения СЭС.

10.1 Расчёт токов короткого замыкания

10.1.1 Расчёт параметров схемы замещения

Выбираем базисное напряжение:

$U_б = U_{ТВН} = 115$ кВ;

$U_{НОМ} = 110$кВ.

$$X_{G\min}=\frac{X_{G\min}\cdot U_б^2}{S_G}, \quad (10.1.1.1)$$

$$X_{G\max}=\frac{X_{G\max}\cdot U_б^2}{S_G}, \quad (10.1.1.2)$$

где X_{Gmax} – относительное сопротивление питающей системы в максимальном режиме работы, примем равной $X_c = 0,251$(7.1.3);

X_{Gmin} – относительное сопротивление питающей системы в минимальном режиме работы ;

S_G – мощность системы, примем равной 1000МВА.

$$X_{G\min}=\frac{0,326\cdot115^2}{1000}=4,315\,Ом.$$

$$X_{G\max}=\frac{0,251\cdot115^2}{1000}=3,319\,Ом.$$

Определяем сопротивления ВЛЭП.

$$r_{w1}=r_{ow1}\cdot l_{w1}, \quad (10.1.1.3)$$

$$r_{w1}=0,245\cdot15=3,675\,Ом$$

$$x_{w1}=x_{ow1}\cdot l_{w1}, \quad (10.1.1.4)$$

$$r_{w2}=1,84\cdot0,03\cdot\left(\frac{115}{6,3}\right)^2=18,393\,Ом. \quad (10.1.1.5)$$

$$x_{w2}=x_{ow2}\cdot l_{w2}\cdot\left(\frac{U_б}{U_{нс}}\right)^2, \quad (10.1.1.6)$$

$$x_{w2}=0,102\cdot0,03\cdot\left(\frac{115}{6,3}\right)^2=1,02\,Ом.$$

Определяем сопротивление реактора.

$$x_p=X_p\cdot\left(\frac{U_б}{U_{нс}}\right)^2, \quad (10.1.1.7)$$

$$x_p = 0,12 \cdot \left(\frac{115}{6,3}\right)^2 = 39,985\,Ом.$$

Т.к. $\left(U_б \cdot \left(1 + \Delta U_{¿\,РПН}\right) \cdot 10^3\right) = \left(115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 10^3\right) = 133,4$, то U_{max} = 126кВ.

Определяем сопротивление трансформатора, но перед этим необходимо найти напряжения короткого замыкания каждой обмотки трансформатора.

$$\left.\begin{aligned}
U_{k\%\min B} &= 0,5 \cdot \left(U_{k\%\min BC} + U_{k\%\min BH} - U_{k\%\,cpCH}\right),\\
U_{k\%\min C} &= 0,5 \cdot \left(U_{k\%\min BC} + U_{k\%\,cpCH} - U_{k\%\min BH}\right),\\
U_{k\%\min H} &= 0,5 \cdot \left(U_{k\%\min BH} + U_{k\%\,cpCH} - U_{k\%\min BC}\right),\\
U_{k\%\max B} &= 0,5 \cdot \left(U_{k\%\max BC} + U_{k\%\max BH} - U_{k\%\,cpCH}\right),\\
U_{k\%\max C} &= 0,5 \cdot \left(U_{k\%\max BC} + U_{k\%\,cpCH} - U_{k\%\max BH}\right),\\
U_{k\%\max H} &= 0,5 \cdot \left(U_{k\%\max BH} + U_{k\%\,cpCH} - U_{k\%\,masxBC}\right).
\end{aligned}\right\} \quad (10.1.1.8)$$

$$\left.\begin{aligned}
U_{k\%\min B} &= 0,5 \cdot (9,99 + 17,47 - 6,5) = 10,48.\\
U_{k\%\min C} &= 0,5 \cdot (9,99 + 6,5 - 17,47) = -0,49 \approx 0.\\
U_{k\%\min H} &= 0,5 \cdot (17,47 + 6,5 - 9,99) = 6,99.\\
U_{k\%\max B} &= 0,5 \cdot (11,86 + 19,5 - 6,5) = 12,43.\\
U_{k\%\max C} &= 0,5 \cdot (11,86 + 6,5 - 19,5) = -0,57 \approx 0.\\
U_{k\%\max H} &= 0,5 \cdot (19,5 + 6,5 - 11,86) = 7,07.
\end{aligned}\right\}$$

$$x_{T\min B} = \frac{U_{k\%\min B} \cdot \left(U_б \cdot \left(1 - \Delta U_{¿\,РПН}\right) \cdot 10^3\right)^2}{100 \cdot S_{нТР} \cdot 10^3}, \quad (10.1.1.9)$$

$$x_{T\max B} = \frac{U_{k\%\max B} \cdot \left(U_{\max} \cdot 10^3\right)^2}{100 \cdot S_{нТР} \cdot 10^3}, \quad (10.1.1.10)$$

где $S_{нТР}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА ;

$\Delta U_{рпн}$ – половина полного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора;

U_{max} – максимально допустимое напряжение в сети.

$$x_{T\min B} = \frac{10,48 \cdot \left(115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 10^3\right)^2}{100 \cdot 25000 \cdot 10^3} = 39,118\,Ом.$$

$$x_{T\max B} = \frac{12,43 \cdot \left(126 \cdot 10^3\right)^2}{100 \cdot 25000 \cdot 10^3} = 78,935\,Ом.$$

$$x_{T\min C} = \frac{U_{k\%\min C} \cdot \left(U_б \cdot \left(1 - \Delta U_{¿\,РПН}\right) \cdot 10^3\right)^2}{100 \cdot S_{нТР} \cdot 10^3}, \quad (10.1.1.11)$$

$$x_{T\min C} = \frac{0 \cdot \left(115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 10^3\right)^2}{100 \cdot 25000 \cdot 10^3} = 0\,Ом.$$

$$x_{T\max C} = \frac{U_{k\%\max C} \cdot \left(U_{\max} \cdot 10^3\right)^2}{100 \cdot S_{нТР} \cdot 10^3}, \quad (10.1.1.12)$$

$$x_{T\max C} = \frac{0 \cdot \left(126 \cdot 10^3\right)^2}{100 \cdot 25000 \cdot 10^3} = 0\,Ом.$$

$$x_{T\min H}=\frac{U_{k\%\min H}\cdot\left(U_{б}\cdot\left(1-\Delta U_{¿\,РПН}\right)\cdot 10^{3}\right)^{2}}{100\cdot S_{нТР}\cdot 10^{3}},\qquad (10.1.1.13)$$

$$x_{T\min H}=\frac{6,99\cdot\left(115\cdot(1-0,16)\cdot 10^{3}\right)^{2}}{100\cdot 25000\cdot 10^{3}}=26,091\,Ом.$$

$$x_{T\max H}=\frac{U_{k\%\max H}\cdot\left(U_{\max}\cdot 10^{3}\right)^{2}}{100\cdot S_{нТР}\cdot 10^{3}},\qquad (10.1.1.14)$$

$$x_{T\max H}=\frac{7,07\cdot\left(126\cdot 10^{3}\right)^{2}}{100\cdot 25000\cdot 10^{3}}=44,897\,Ом.$$

10.1.2 Определение токов короткого замыкания в точке К –1

$$I^{(3)}_{к1\max B}=\frac{U_{н}}{\sqrt{3}\cdot\sqrt{\left(r_{w1}\right)^{2}+\left(X_{G\max}+x_{w1}+X_{T\min B}+X_{T\min C}\right)^{2}}},\qquad (10.1.2.1)$$

$$I^{(3)}_{к1\min B}=\frac{U_{\max}}{\sqrt{3}\cdot\sqrt{\left(r_{w1}\right)^{2}+\left(X_{G\min}+x_{w1}+X_{T\max B}+X_{T\max C}\right)^{2}}},\qquad (10.1.2.2)$$

$$I^{(3)}_{к1\max C}=\frac{I^{(3)}_{к1\max B}\cdot\left(U_{б}\cdot\left(1-\Delta U_{¿\,РПН}\right)\right)}{U_{c}},\qquad (10.1.2.3)$$

$$I^{(3)}_{к1\min C}=I^{(3)}_{к1\min B}\cdot\frac{U_{\max}}{U_{c}},\qquad (10.1.2.4)$$

$$I^{(2)}_{к1\min B}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot I^{(3)}_{к1\min B},\qquad (10.1.2.5)$$

$$I^{(2)}_{к1\min C}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot I^{(3)}_{к1\min C},\qquad (10.1.2.6)$$

Полученные данные сводим таблицу 11.1.1.

10.1.3 Определение токов короткого замыкания в точке К –2

В этой точке необходимо учесть токи подпитки от синхронных двигателей.

$$I_{\sum СД}=I_{по(КНС)}+I_{по(ДНС)}+I_{по(БКНС)},\qquad (10.1.3.1)$$

$$I_{\sum СД}=2,32+2,524+2,148=6,992\,кА.$$

где $I_{по(КНС)}$, $I_{по(ДНС)}$ и $I_{по(БКНС)}$ – были взяты из предыдущих расчётов, согласно (5.2.21), (5.2.27) и (5.2.37).

$$I^{(3)}_{к2\max B}=\frac{U_{н}}{\sqrt{3}\cdot\sqrt{\left(r_{w1}\right)^{2}+\left(X_{G\max}+x_{w1}+X_{T\min B}+X_{T\min H}+x_{p}\right)^{2}}}+I_{\sum СД}\cdot\left(\frac{U_{сн}}{U_{б}}\right),\qquad (10.1.3.2)$$

$$I^{(3)}_{к2\min B}=\frac{U_{\max}}{\sqrt{3}\cdot\sqrt{\left(r_{w1}\right)^{2}+¿¿¿}}\,¿¿\qquad (10.1.3.3)$$

$$I^{(3)}_{к2\max H}=\frac{I^{(3)}_{к2\max B}\cdot\left(U_{б}\cdot\left(1-\Delta U_{¿\,РПН}\right)\right)}{U_{сн}},\qquad (10.1.3.4)$$

$$I^{(3)}_{к2\min H} = I^{(3)}_{к2\min B} \cdot \frac{U_{\max}}{U_{сн}}, \quad (10.1.3.5)$$

$$I^{(2)}_{к2\min B} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{к2\min B}, \quad (10.1.3.6)$$

$$I^{(2)}_{к2\min H} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{к2\min H}, \quad (10.1.3.7)$$

Полученные данные сводим таблицу 11.1.1.

10.1.4 Определение токов короткого замыкания в точке К – 3

$$I^{(3)}_{к3\max B} = \frac{U_н}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(r_{w1} + r_{w2}\right)^2 + \left(X_{G\max} + x_{w1} + x_{w2} + X_{T\min B} + X_{T\min H} + x_p\right)^2}} + I_{\sum СД} \cdot \left(\frac{U_{сн}}{U_б}\right), \quad (10.1.4.1)$$

$$I^{(3)}_{к3\min B} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(r_{w1} + r_{w2}\right)^2 + \left(X_{G\min} + x_{w1} + x_{w2} + X_{T\max B} + X_{T\max H} + x_p\right)^2}} + I_{\sum СД}\left(\frac{U_{сн}}{U_б}\right),$$

$$I^{(3)}_{к3\max H} = \frac{I^{(3)}_{к3\max B} \cdot \left(U_б \cdot \left(1 - \Delta U_{¿РПН}\right)\right)}{U_{сн}}, \quad (10.1.4.2)$$

$$I^{(3)}_{к3\min H} = I^{(3)}_{к3\min B} \cdot \frac{U_{\max}}{U_{сн}}, \quad (10.1.4.3)$$

$$I^{(2)}_{к3\min B} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{к3\min B}, \quad (10.1.4.4)$$

$$I^{(2)}_{к3\min H} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{к3\min H}, \quad (10.1.4.5)$$

Полученные данные сводим таблицу 11.1.1.

Таблица 11.1.1

Точка $I_{КЗ}$	К1	К2	К3
$I(3)_{Ki.MAX}$, кА	1,298 3,389	0,936 14,347	0,921 14,124
$I(3)_{Ki.MIN}$,кА	0,811 2,763	0,8 16	0,794 15,883
$I(2)_{Ki.MIN}$, кА	0,702 2,393	0,693 13,856	0,688 13,755

10.2 Расчёт максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

Согласно принципиальной схеме релейной защиты понижающего трехобмоточного трансформатора 110/35/6 кВ, с питанием со стороны высшего напряжения, используется максимальная токовая защита с пуском по напряжению.

10.2.1 Ток срабатывания МТЗ

Определяем по трём расчётным условиям:

1) $$I_{сз.Т1} \geq \frac{K_0}{K_B} \cdot I_{раб\max Т1} = \frac{K_0}{K_B} \cdot K_{зн} \frac{S_{нТР}}{\sqrt{3} \cdot U_б}\ , \qquad (10.2.1.1)$$

2) $$I_{сз.Т1} \geq K_о \cdot \left(I_{раб\max Т2} + I_{раб\max Т1} \right) = K_о \cdot \left(K_{зн} \frac{S_{нТР}}{\sqrt{3} \cdot U_б} + K_{зн} \frac{S_{нТР}}{\sqrt{3} \cdot U_б} \right), \qquad (10.2.1.2)$$

3) $$I_{сз.Т1} \geq K_{нс} \cdot \left(I_{сзQВ1} \left(\frac{U_{нс}}{U_б} \right) + I_{раб\max Т1} \right) = K_{нс} \cdot \left(\left(\frac{K_о \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot \left(K_{зн} \cdot \frac{S_{нТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_{нс}}{U_б} \right) + K_{зн} \cdot \frac{S_{нТР}}{\sqrt{3} \cdot U_б} \right), \qquad (10.2.1.3)$$

где $K_о$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принято равным 1,2;

$K_в$ – коэффициент возврата реле может быть принято равным 0,8;

$K_{нс}$ – коэффициент надёжности согласования;

$K_о$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принято равным 1,2;

$K_{зн}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме (из предыдущих расчётов согласно (2.3));

$K_{зпар}$ – коэффициент загрузки трансформатора в после аварийном режиме (из предыдущих расчётов согласно (2.4));

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, согласно [16] принимаем равным 1;

$K_{сх}$ – коэффициент схемы.

1) $$I_{сз.Т1} \geq \frac{1.2}{0.8} \cdot 1,28 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 240,981\,А.$$

2) $$I_{сз.Т1} \geq 1,2 \left(0,64 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} + 0,64 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \right) = 192,785\,А.$$

3) $$I_{сз.Т1} \geq 1,2 \cdot \left(\left(\frac{1,2 \cdot 1}{0,8} \cdot \left(0,64 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \right) \right) \cdot \left(\frac{6,3}{115} \right) + 0,64 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \right) = 224,916\,А.$$

Дальнейшему расчёту принимается большее из 3х полученных значений тока срабатывания защиты $I_{сз.Т1}$=240,981А.

10.2.2 Определение тока срабатывания реле

$$I_{ср} = \frac{I_{сзТ1} \cdot K_{сх}}{K_I}, \qquad (10.2.2)$$

где K_I – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$$I_{ср} = \frac{240,981 \cdot \sqrt{3}}{250/5} = 8,348\,А.$$

10.2.3 Чувствительность защиты

Определяем по выражению, согласно [17].

$$K_ч = \frac{I^{(2)}_{к1\min} \cdot 10^3}{I_{сзТ1}} > 1{,}5\,,$$
$$K_ч = \frac{0{,}693 \cdot 10^3}{240{,}981} = 2{,}875\,A > 1{,}5\,. \qquad (10.2.3)$$

10.2.4 Определение напряжения срабатывания комбинированного пускового органа

Найдем междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ по двум условиям.

1) $U_{\min} = \sqrt{3} \cdot I_{СЗП} \cdot X_{нагр}\,,$ (10.2.4.1)

$$I_{СЗП} = K_{СЗП} \cdot I_{рабмахQB1} = K_{СЗП} \cdot K_{зпар} \cdot \frac{S_{нТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}\,, \qquad (10.2.4.2)$$

$$I_{СЗП} = 1 \cdot 0{,}64 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 1466\,A.$$

$$X_{нагр} = \frac{X_{*нагр} \cdot U_б \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{раб\max QB1}}\,, \qquad (10.2.4.3)$$

где $X_{*нагр}$ – сопротивление обобщенной промышленной нагрузки, которая включает в себя сопротивления трансформаторов 6-10/0,4кВ, сопротивления кабельных линий 6,10 кВ и 0,4кВ.

$$X_{нагр} = \frac{0{,}35 \cdot 6{,}3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1466} = 0{,}868\,Ом.$$
$$U_{\min} = \sqrt{3} \cdot 1466 \cdot 0{,}868 = 2205\,B.$$

2) $U_{\min} = 0{,}85 \cdot U_{ном}$, [18] (10.2.4.4)

$$U_{\min} = 0{,}85 \cdot 6{,}3 \cdot 10^3 = 5355\,кВ.$$

Дальнейшему расчёту принимается меньшее из 2-х полученных значений напряжения $U_{\min}$ =2205 В.

Напряжение срабатывания определяется по условию обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ.

$$U_{сз} = \frac{U_{\min}}{K_0 \cdot K_B}\,, \qquad (10.2.4.5)$$
$$U_{сз} = \frac{2205}{1{,}2 \cdot 1{,}2} = 1531{,}25\,B.$$

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{K_U}\,, \qquad (10.2.4.6)$$

где K_U – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{ср} = \frac{1531{,}25}{6000/100} = 25{,}52\,B.$$

Напряжение срабатывания фильтра – реле и обратной последовательности определяется по условию обеспечения отстройки от напряжения не баланса фильтра в нормальном режиме.

$$U_{2ср}=0,06\cdot U_{н},$$
$$U_{2ср}=0,06\cdot 100=6\,B. \quad (10.2.4.7)$$

$$U_{2сз}=U_{2ср}\cdot K_{U},$$
$$U_{2сз}=6\cdot 6000/100=360\,B. \quad (10.2.4.8)$$

10.2.5 Определение чувствительности МТЗ по напряжению

1) Определяем коэффициент чувствительности для минимального реле напряжения.

$$U_{\max ост}=\sqrt{3}\cdot I^{(3)}_{к2\max H}\cdot 10^{3}\cdot\sqrt{\left(\frac{r_{ow2}\cdot l_{w2}}{n}\right)^{2}+\left(\frac{x_{ow2}\cdot l_{w2}}{n}\right)^{2}}, \quad (10.2.5.1)$$

$$U_{\max ост}=\sqrt{3}\cdot 14,124\cdot 10^{3}\cdot\sqrt{\left(\frac{1,84\cdot 0,03}{2}\right)^{2}+\left(\frac{0,102\cdot 0,03}{2}\right)^{2}}=676,212.$$

$$K_{чU}=\frac{U_{сз}\cdot K_{B}}{U_{\max ост}}\geq 1,2, \quad (10.2.5.2)$$

где $U_{мах\ ост}$ – междуфазное напряжение вместе установки трансформатора напряжения при трехфазном КЗ в расчётной точке, когда указание напряжения имеет максимальное значение;

$$K_{чU}\frac{1531,25\cdot 0,8}{676.212}=1,812\geq 1,2.$$

2) Определяем коэффициент чувствительности для фильтра – реле напряжения обратной последовательности.

$$U_{2\min}=\frac{U_{нн}\cdot 10^{3}}{2}-\sqrt{3}\cdot I^{(2)}_{к2\min H}\cdot 10^{3}\cdot\sqrt{\left(\frac{r_{ow2}\cdot l_{w2}}{n}\right)^{2}+\left(\frac{x_{ow2}\cdot l_{w2}}{n}\right)^{2}}, \quad (10.2.5.3)$$

где U_{2min} – первичное значение междуфазного напряжения обратной последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ между двумя фазами в расчётной точке в режиме, обусловливающем наименьшее значение этого напряжения.

$$U_{2\min}=\frac{6\cdot 10^{3}}{2}-\sqrt{3}\cdot 13,755\cdot 10^{3}\cdot\sqrt{\left(\frac{1,84\cdot 0,3}{2}\right)^{2}+\left(\frac{0.102\cdot 0,3}{2}\right)^{2}}=2341\,B,$$

$$K_{чU2}=\frac{U_{2\min}}{U_{2сз}}\geq 1,2, \quad (10.2.5.4)$$

$$K_{чU2}=\frac{2341}{360}=6,503\geq 1,2.$$

10.3 Расчёт параметров дифференциальной токовой защиты трансформатора на основе реле ДЗТ-11

Согласно [19], дифференциальная защита трансформатора выполнена в виде одного комплекса реле KAW1, KAW2, KAW3 с использованием реле с торможением ДЗТ – 11 и с включением тормозной его обмотки со стороны среднего напряжения. При этом предполагается, что при КЗ за реактором обеспечивается требуемый коэффициент чувствительности $K_ч > 1,5$.

1) Определяем первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора, соответствуя его номинальной мощности. По этим токам определяем соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициента трансформации ТТ KI и коэффициента схемы $K_{сх}$.

В приложении О представлена таблица результатов расчёта параметров дифференциальной токовой защиты трансформатора.

2) В качестве основной стороны защиты принимается сторона, большим вторичным током в плече защиты. Поэтому принимаем высокую сторону.

3) Определяем ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение [20]:

$$I_{сз} = K \cdot K_{ВЫП} \cdot I_{нТ}, \qquad (10.3.1)$$

где K=1,3 – коэффициент, используемый при отстройки защиты от броска намагничивающего тока;

$K_{ВЫП}$=1 – коэффициент выгодности, представляющий собой электромагнитной мощности трансформатора к его проходной мощности, поскольку бросок намагничивающего тока определяется объемом стали сердечника, который соответствует электромагнитной мощности трансформатора;

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 1 \cdot 125,511 = 163,164\,A.$$

4) Определяем число витков рабочей обмотки НТТ реле для основной стороны 110кВ (стороны с наибольшим вторичным током в плече защиты) и для других сторон – 35 и 6 кВ, исходя из значения тока срабатывания защиты $I_{сз}$ = 163,164А (в соответствии с данными таблицы И.1), где $F_{ср}$ = 100А – магнитодвижущая сила срабатывания реле.

Результаты расчёта сведены в таблицу Н.2.

5) Проверяем равенство магнитодвижущих сил в плечах защиты.

$$\omega_{осн} \cdot I_{осн.в} \approx \omega_{35} \cdot I_{Iв}, \qquad \omega_{осн} \cdot I_{осн.в} \approx \omega_{6} \cdot I_{Iв},$$
$$17 \cdot 4,348 \approx 22 \cdot 3,378. \qquad 17 \cdot 4,348 \approx 19 \cdot 3,818. \qquad (10.3.2)$$
$$73,916 \approx 74,316. \qquad 73,916 \approx 72,542.$$

6) Определяем первичный ток небаланса.

$$I_{нб}=\left(K_{апер}\cdot K_{ОДН}\cdot\varepsilon+\left(\Delta U_{¿\,РПН\,\alpha}\cdot K_{ток\,\alpha}+\Delta U_{\beta}\cdot K_{ток\,\beta}\right)+\left|\frac{\omega_{35\,расч}-\omega_{35}}{\omega_{35\,расч}}\right|\right)\cdot I^{(3)}_{к\,1\max C}\cdot 10^{3},$$

(10.3.3)

где $\Delta U_{¿\,РПН\,\alpha}, \Delta U_{\beta}$ – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора. Значения берем согласно [21];

$K_{ток\,\alpha}, K_{ток\,\beta}$ – коэффициенты токораспределения. Значения берем согласно [21];

Kапер = 1 – коэффициент апериодичности, учитывающий переходный режим;

$K_{ОДН}$ = 1 – коэффициент однотипности;

ε = 0,1 – относительное значение тока намагничивания;

$$I_{нб}=\left(1\cdot 1\cdot 0{,}1+\left(0{,}16\cdot 0{,}5+0{,}05\cdot 0{,}5\right)+\left|\frac{21{,}8-22}{21{,}8}\right|\right)\cdot 3{,}385\cdot 10^{3}=712{,}737\ A.$$

7) Выбираем необходимое число витков тормозной обмотки НТТ реле:

$$\omega_{Трасч}=K_{o}\frac{I_{нб}\cdot\omega_{раб.35\,расч}}{I_{торм.}\cdot tg\,\alpha},$$

(10.3.4)

где $I_{нб}$ и $I_{торм}$ - первичный ток небаланса и первичный тормозной ток ($I_{торм}=I^{(3)}_{к\,1\max C}$);

$\omega_{раб}$ – число витков рабочей обмотки НТТ реле на стороне, к которой присоединена тормозная обмотка;

K_o = 1,5 – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле;

tgα – тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к характеристике срабатывания реле, соответствующей минимальному торможению (для реле ДЗТ – 11 tgα = 0,75);

$$\omega_{Трасч}=1{,}5\frac{712{,}737\cdot 21{,}8}{3{,}389\cdot 10^{3}\cdot 0.75}=9{,}169.$$

В качестве $\omega_т$ принимаем ближайшее большее по отношению $\omega_{трасч}$ число витков: $\omega_т$ = 11.

8) Определяем чувствительность защиты при металлическом КЗ в защищаемой зоне, когда торможение отсутствует. Рассматривается КЗ между двумя фазами на стороне НН трансформатора при раздельной работе трансформаторов в минимальном режиме работы системы:

$$K_{ч}=\frac{I^{(2)}_{к\,1\min B}\cdot 10^{3}}{I_{сз}}>2,$$

$$K_{ч}=\frac{0{,}693\cdot 10^{3}}{163{,}164}=4{,}245>2.$$

(10.3.5)

11 Расчёт заземляющего устройства

Многие части электроустановок, не находящиеся под напряжением (корпуса электрических машин, кожухи трансформаторов и т.п.) могут во время аварии оказаться под напряжением, что вызывает опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала при прикосновении к ним. Обеспечить безопасность прикосновения к таким частям должно защитное заземление.

Произведем расчёт заземляющего устройства подстанции.

Установим необходимое допустимое сопротивление заземляющего устройства. В данном случае заземляющее устройство используется одновременно для установок выше 1000 В с заземлённой нейтралью и изолированной нейтралью. Согласно [22] сопротивление растекания $R_з$ для установок выше 1000 В с заземлённой нейтралью $R_З \leq 0{,}5$ Ом, а для установок выше 1000 В с изолированной нейтралью $R_З \leq \frac{250}{I_з}$, но не более 10 Ом. Из двух сопротивлений выбираем наименьшее, то есть $R_З < 0{,}5$ Ом.

Определим необходимое сопротивление искусственного заземлителя $R_н$. Так как данных о естественных заземлителях нет, то $R_н = R_з = 0{,}5$ Ом.

Выберем форму и размеры электродов, из которых будет сооружаться групповой заземлитель. В качестве вертикальных электродов выбираем прутки диной 5 м диаметром 14 мм. Эти заземлители наиболее устойчивы к коррозии и долговечны. Кроме того, их применение приводит к экономии металла. Прутки погружаем в грунт на глубину 0,7 м с помощью электрозаглубителей. В качестве горизонтальных электродов применяем полосовую сталь сечением 4х40 мм. Во избежание нарушения контакта при возможных усадках грунта укладываем её на ребро. Соединение горизонтальных и вертикальных электродов осуществляем сваркой.

Размеры подстанции 125х121.

Определим периметр контурного заземлителя:

$$P = 2 \cdot (125 - 4 + 121 - 4) = 476\,м. \qquad (11.1)$$

Отношение расстояния между вертикальным электродом $\frac{a}{l}$ примем раной 3.

Определим предварительное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{P}{a} = \frac{P}{l \cdot 3}, \qquad n = \frac{476}{5 \cdot 3} = 31{,}7. \qquad (11.2)$$

Из [23] коэффициент использования вертикальных электродов $K_{и.верт} = 0{,}64$.

Определим расчётное удельное сопротивление грунта отдельно для горизонтальных и вертикальных электродов с учётом повышающих коэффициентов $K_с$, учитывающих высыхание грунта летом и промерзание его зимой. Расчётное удельное сопротивление грунта для вертикальных электродов:

$$\rho_{расч.верт} = K_{с.в.} \cdot \rho_0, \quad (11.3)$$

где $K_{с.в}$=1,8 – коэффициент сезонности для вертикальных электродов и климатической зоны 1 согласно [24];

ρ_o=100 – удельное сопротивление грунта для суглинок, Ом·м.

$$\rho_{расч.верт} = 1{,}8 \cdot 100 = 180\, Ом \cdot м.$$

Расчётное удельное сопротивление грунта для горизонтальных электродов:

$$\rho_{расч.гор} = K_{с.в.} \cdot \rho_0, \quad (11.4)$$

где $K_{с.в}$=4,5 – коэффициент сезонности для горизонтальных электродов и климатической зоны 1 согласно [25].

$$\rho_{расч.гор} = 4{,}5 \cdot 100 = 450\, Ом \cdot м.$$

Определим сопротивление растеканию тока одного вертикального электрода:

$$R_{о.в.э.} = \frac{\rho_{расч.верт}}{2\pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right), \quad (11.5)$$

где *1*=5 – длина вертикального электрода, м;

d=14·10^{-3} – диаметр электрода, м;

t=3,2 – расстояние от поверхности грунта до середины электрода, м;

$$R_{о.в.э.} = \frac{180}{2\pi \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{14 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3{,}2 + 5}{4 \cdot 3{,}2 - 5} \right) \right) = 40{,}03\, Ом.$$

Определим примерное число вертикальных электродов n, при предварительно принятом коэффициенте использования вертикальных электродов $K_{и.верт}$=0,64.

$$n_в = \frac{R_{верт}}{K_{и.верт} \cdot R_и}, \quad (11.6)$$

$$n_в = \frac{40{,}03}{0{,}64 \cdot 0{,}5} = 125{,}09.$$

Принимаем $n_в$ = 125.

Определим сопротивление растеканию тока горизонтального электрода:

$$R_{о.в.э.} = \frac{\rho_{расч.гор}}{K_{и.гор} 2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{d_э \cdot t}, \quad (11.7)$$

где *1*=476 – длина горизонтального электрода, м;

t=0,7 – глубина заложения, м;

$d_э$ – эквивалентный диаметр электрода, м;

$d_э$=0,5·b=0,5·0,04=0,02 м;

$K_{и.гор}$ = 0,33 – коэффициент соединительной полосы в контуре при числе уголков порядка 100 и отношения a/l = 3 согласно [26].

$$R_{о.в.э.} = \frac{450}{0,33 \cdot 2\pi \cdot 476} \cdot \ln \frac{2 \cdot 476^2}{0,02 \cdot 0,7} = 7,89 Ом.$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов.

$$R_в = \frac{R_{о.в.э} \cdot R_и}{R_{о.в.э} - R_и}, \qquad (11.8)$$

$$R_в = \frac{7,89 \cdot 0,5}{7,89 - 0,5} = 0,53 Ом.$$

Уточнённое число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования $К_{и.верт}$ = 0,65 при a/l = 3 согласно [27].

$$n_в = \frac{R_{верт}}{K_{и.верт} \cdot R_и}, \qquad (11.9)$$

$$n_в = \frac{40,03}{0,65 \cdot 0,5} = 123,1.$$

Окончательно принимаем 123 вертикальных электрода.

12 Повышение качества функционирования системы электроснабжения с помощью фильтро-компенсирующих устройств (ФКУ)

12.1 Вопрос повышения качества электроэнергии

В настоящее время в распределительных сетях возникает проблема повышения качества электрической энергии в виду присутствия в них высших гармоник. Главной причиной возникновения данной проблемы являются электрооборудование, установленное на предприятии с нелинейной нагрузкой. К таким оборудованиям можно отнести практическое любое оборудование, в которых есть или заложен принцип энергосберегающего устройства.

Всегда считалось, что основным поставщиком ухудшения показателей сетей являются металлургические производства. Однако в настоящее время это не так. Помимо металлургических производств, которые влияют на показатели качества электроэнергии и которые влияют на нелинейность нагрузки в сети к ним можно отнести системы и оборудование тягового подвижного состава железной дороги. При этом в соответствии с действующим законодательством и законом №261 от 23 ноября 2009 года «Об

энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» большая часть предприятий провела комплекс мероприятий по повышению энергетической эффективности.

На предприятиях установили новое электрическое оборудование. Широкое внедрение получили частотно-регулируемые электроприводы, преобразователи и стали использовать на предприятиях современные энергосберегающие системы освещения.

При решении одной проблемы в экономии энергических ресурсов, к сожалению, возникает и другая проблема. Ввиду обширного внедрения указанного оборудования в сетях появляются новые типы нагрузок, а именно изменяется форма кривой электрических нагрузок. Чем ниже класс питающего напряжения, тем более наглядно - это заметно (рисунок 1).

Эти проблемы, безусловно, нужно решать. Так как искажение формы кривой приводит к преждевременному выходу электрооборудования. Также увеличиваются расходы на ремонт и преждевременную замену этого оборудования в случае выхода его из строя.

Поэтому проблемы повышения качества нужно и необходимо решать, в не зависимости от того какое предприятие снабжающее или предприятие является просто потребителем, а может это и вовсе микрорайон в котором живут люди.

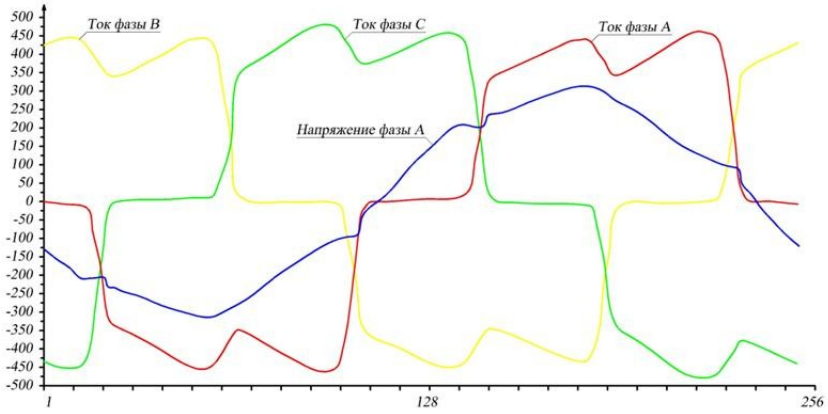


Рисунок 12.1 – Осциллограммы фазных токов (25А/дел) и фазного напряжения (25В/дел) СУ Электрон-05 с номинальным выходным током 400А, полученные анализатором качества электроэнергии АКЭ-823.

12.2 Способы повышения качества электроэнергии

Для решения проблемы повышения качества электрической энергии необходимо провести комплекс мероприятий по повышению качества электрической энергии. А именно установить батарею статических конденсаторов (БСК), но ввиду того, что БСК не улавливают высшие гармоники, они могут сгореть преждевременно, поэтому рекомендуется также устанавливать фильтро-компенсирующие устройства или силовые фильтры высших гармоник также возможно применение отдельных систем шин, применять многофазные

системы выпрямления. Также предусмотрены и другие мероприятия, которые можно применять либо сразу все, либо в зависимости от финансовых составляющих предприятия, которые могут испытывать в настоящий момент трудности, провести одно из предложенных.

12.3 Влияние показателей качества на электрооборудование

Согласно ГОСТ Р 54149-2010 к напряжению предъявляются определенные требования. В рамках данного ГОСТ Р 54149-2010 к ним относятся:

1) Отклонение частоты

2) Несинусоидальность напряжения

3) Колебания напряжения

4) Импульс напряжения

5) Несимметрия трехфазной системы напряжения

6) Временное перенапряжение

7) Отклонения напряжения

8) Провал напряжения

Таким образом, чтобы соответствовать требования ГОСТ, нужно учитывать данные показатели комплексно.

При отклонении напряжения от номинального значения, нормы которого определены в ±10% . Если напряжение в сети у нас будет меньше нормируемого, то к примеру, если у нас установлены лампы накаливания на предприятии, то мы увидим проблемы освещенности рабочего места, ввиду уменьшения светового потока, что примерно на 50% снижает производительность труда, а соответственно повышает утомленность у обслуживающего персонала, что приведет к недоотпуску продукции или выпуском менее качественной продукции.

Для газорязрядных люминесцентных ламп в отличие от обычных ламп накаливания, проблема со световым потоком не возникает, но там возникают проблемы при увеличении напряжения, сокращения срока службы, а при уменьшении напряжения не менее чем на 20% происходит отказ в зажигании ламп.

Также при отклонении напряжения у электрических двигателей происходит ухудшение технических характеристик. У асинхронного двигателя изменяется электромагнитный момент, частота вращения или скольжение. Также возможны случаи, когда запустить двигатель вовсе не удастся. При этом при увеличении напряжения на двигателе произойдет и увеличение потребляемой мощности, как минимум реактивной мощности, что для стабильной системы электроснабжения не целесообразно. Данную возникшую мощность нужно компенсировать, путем установки БСК, УКРМ.

Несимметрия напряжений плохо влияет и на силовые трансформаторы, что также приводит к сокращению срока службы.

К несимметричным показателям напряжения можно отнести:

1) Коэффициент нессиметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U}

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_1} \cdot 100\%$$

где $U_{2(1)}$ – действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений

U_1 – напряжение прямой последовательности

2) Коэффициент нессиметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_1} \cdot 100\%$$

где $U_{0(1)}$ – действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений

U_1 – напряжение прямой последовательности

12.4 Характер нагрузки в распределительных сетях

В зависимости от характера нагрузки в сети, нагрузка в сети может быть неизменной, изменяться в отдельных фазах или во всех одновременно. Поэтому нагрузку в сети обычно делят на нелинейную и линейную, симметричную и несимметричную.

Пример симметричной нагрузки и ее векторную диаграмму можно увидеть на рисунке 12.4.1.

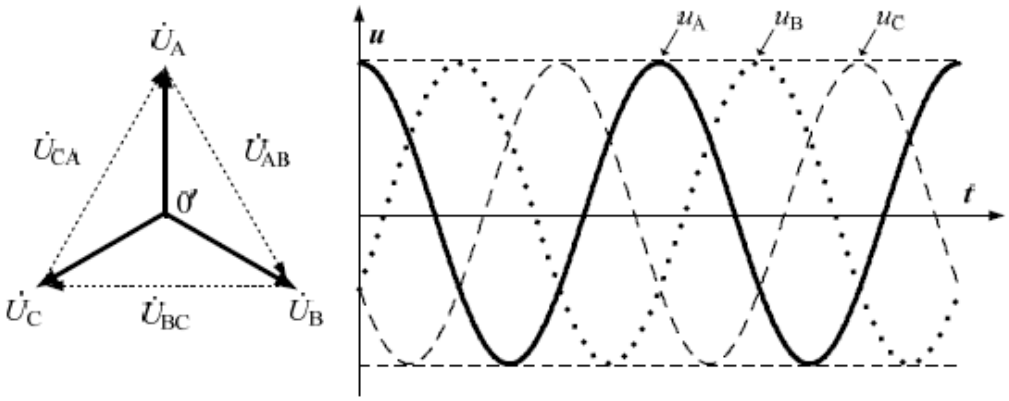
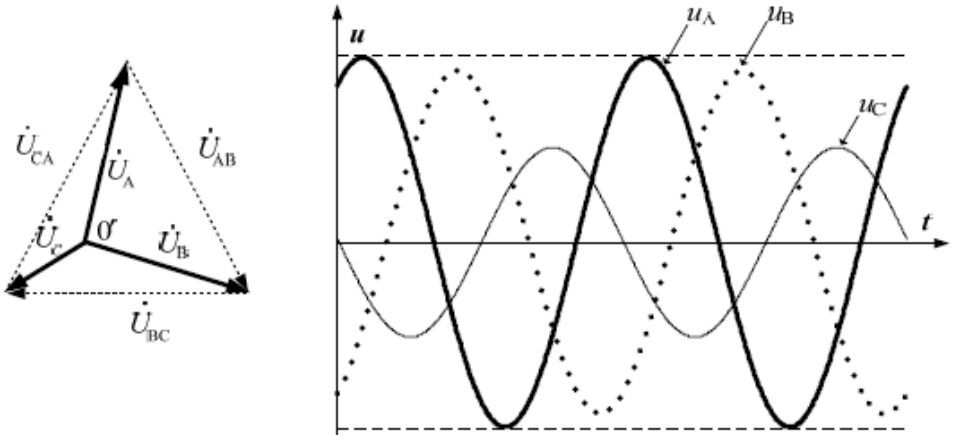


Рисунок 12.4.1 – Диаграмма напряжений в симметричном режиме:

а – векторная диаграмма фазных и линейных напряжений; б – Волновая диаграмма фазных напряжений.

Пример несимметричной нагрузки форму кривой, а также ее векторную диаграмму можно увидеть на рисунке 12.4.2.



а) б)

Рисунок 12.4.2 – Диаграмма напряжений в несимметричном режиме:
а – векторная диаграмма фазных и линейных напряжений; б – Волновая диаграмма фазных напряжений.

12.5 Повышение качества электроснабжения с помощью ФКУ

Для уменьшения несинусоидальности напряжения рекомендуется применять различные методы и средства для решения данной проблемы.

Наиболее распространенные методы основаны:

1) на применении раздельного питания электроприемников с нелинейными характеристиками;

2) для решения проблемы с высшими гармониками, можно увеличить количество фаз для выпрямления

3) установить и использовать в системе электроснабжения фильтро-компенсирующие устройства (ФКУ)

В данной работе рассмотрим варианты подключения фильтро-компенсирующего устройства и проверим возможность компенсации реактивной мощности в узле нагрузки (рисунок 12.5.1).

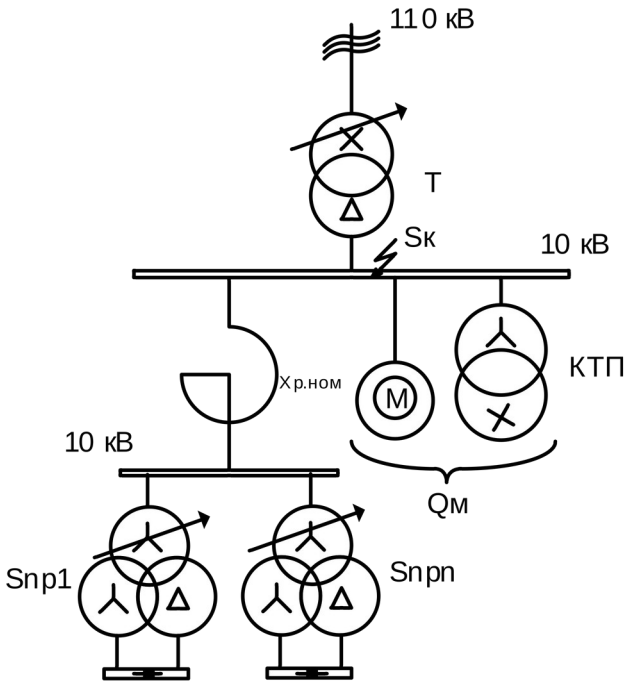


Рисунок 12.5.1 – Схема электроснабжения узла нагрузки

Для того, чтобы можно было использовать конденсаторную батарею при несинусоидальной нагрузке необходимо выдержать соотношение:

$$\frac{S_к}{S_п} < 200 \text{ МВА}$$

$$\frac{210}{2*4} = 26{,}25 \ \ MBA$$

$$200 > 26{,}25$$

Определяем коэффициент искажения напряжения на шинах 10 кВ:

$$K_u = \frac{S_п}{S_к} \cdot \sqrt{\frac{3}{\pi} \cdot \frac{6}{m} \cdot \frac{K_з \cdot \sqrt{1-\lambda^2}}{\frac{S_п}{S_к} + \left(1 + \frac{K_p}{4}\right) \cdot U_к + X*_Л}} \cdot \sqrt{\frac{n+1}{2} + \frac{n-1}{2} \cdot \left(\frac{S_п}{S_п \cdot \left[U_к \cdot \left(1 + \frac{K_p}{4}\right) + X*_Л\right] \cdot S_к}\right)} \quad (1.1)$$

где $X^*_{Л}$ эквивалентное индуктивное сопротивление от преобразовательных трансформаторов до шин 10кВ

$$X_{*Л} = X_{*реакт.} = X_{р.ном.} \cdot \frac{S_Б}{U^2_{СН}} \qquad (1.2)$$

где $S_Б = 10{,}0 \ \ МВА$ - базисная мощность;

$U^{\square}_{СН} = 10 \ \ кВ$ – среднее значение напряжения.

$$X_Л = 0{,}35 \cdot \frac{10{,}0}{6{,}3^2} = 88{,}18 \cdot 10^{-3} \ \ Ом$$

$$S_Б = S_n = 1{,}0 \ \ МВА$$

$$K_u = \frac{10{,}0}{60} \cdot \sqrt{\frac{3}{3{,}14} \cdot \frac{6}{12} \cdot \frac{0{,}8 \cdot \sqrt{1 - 0{,}9^2}}{\frac{10{,}00}{60} + \left(1 + \frac{0}{4}\right) * 6{,}3 + 6{,}65 * 10^{-3}}} \cdot \cdot \sqrt{\frac{4+1}{2} + \frac{4-1}{2} \cdot \left(\frac{2}{10{,}0 \cdot \left[6{,}3 \cdot \left(1 + \frac{0}{4}\right) + 6{,}65 \right.} \right.}$$

Высокое значение коэффициента несинусоидальности напряжения $K_u = 6{,}0004\,\%$ подтверждает необходимость использования фильтро-компенсирующего устройства.

Рассчитываем реактивную нагрузку группы преобразователей

$$Q_{n_{преоб.}} = n \cdot S_n \cdot \cos\varphi_{ср.} \cdot \tan\varphi_{ср.} \qquad (1.3)$$

$$Q_{n_{преоб.}} = 4 \cdot 10{,}00 \cdot 0{,}7 \cdot 1 = 28 \ \text{МВар}$$

Допустимые значения реактивной мощности, которую преобразователями могут потреблять и систему.

$$Q_{nдоп.} = n \cdot S_n \cdot \cos\varphi_{доп.} \cdot \tan\varphi_{доп.} \qquad (1.4)$$

$$Q_{пдоп.} = 4 \cdot 10{,}00 \cdot 0{,}7 \cdot 0{,}2 = 5{,}60 \ \ MBap$$

Значение реактивной мощности преобразователя, подлежащей компенсации с помощью фильтров.

$$Q_{к.у} = Q_{п_{преоб.}} - Q_{пдоп.} \qquad (1.5)$$

$$Q_{к.у} = 28 + 5{,}60 = 22{,}40 \text{ МВар}$$

Генерирующая мощность фильтров необходима для компенсации реактивной мощности всей нагрузки на линиях 10 кВ.

$$Q_{ср.} = Q_{к.у} + Q_{м} \qquad (1.6)$$

$$Q_{ср.} = 22{,}40 + 2{,}2 = 24{,}60 \, MBap$$

Номера гармоник тока, подлежащих компенсации определяется по формуле:

$$v = k \cdot m \pm 1 \qquad (1.7)$$

$$k = 1$$

$$v = 1 \cdot 12 \pm 1 = (11) \ u \ (13)$$

Определяем значение токов одиннадцатой и тринадцатой гармоник:

$$I_v = \frac{n \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot v \cdot U_{ном.}} \qquad (1.8)$$

$$I_{11} = \frac{4 \cdot 10{,}00 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 6{,}3 \cdot 10^3} = 281{,}98 \ \ A$$

$$I_{13} = \frac{4 \cdot 10{,}00 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13 \cdot 6{,}3 \cdot 10^3} = 333{,}25 \ \ A$$

По суммарной реактивной мощности фильтров (6,46 МВар) и расчетными значениями высших гармоник тока, выбираем 8 фильтров типа Ф11-6-2400 (компенсирующая способность 1890 кВар) и по 6 фильтров типа Ф13-6-2400 (компенсирующая способность 1845 кВар)

Суммарная реактивная мощность:

$$Q_{\square} = 3 \cdot 1890 + 1 \cdot 1845 = 7515 \ \ кВар$$

Перекомпенсация равна:

$$Q_{перекom} = Q_{\square} - Q_{ср.}, \qquad (1.9)$$

$$Q_{перекom} = 24600 \ \ кВар - 26190 \ \ кВар = 1590 \ \ кВар$$

12.6 Защита линий электропередачи напряжением 6кВ от грозовых индуктированных перенапряжений с помощью мультикамерных разрядников РМК-20

В настоящее время на нашем предприятии существует острая проблема связанная с аварийными и внеплановыми отключениями объектов нефтедобычи, вызванные воздействием грозовых перенапряжений на изоляцию воздушных линий 6кВ (ВЛ-6кВ). Как показывает статистика, 80-90% отключений данных линий электропередач обусловлено воздействием на них индуктированным перенапряжением от разрядов молнии с повреждением несущей изоляции.

При ударе молнии вблизи ЛЭП-6кВ (земля, деревья, мачты, опоры ЛЭП) происходит образование электромагнитного поля с высоким потенциалом, импульс которого перекрывает воздушное пространство вблизи провода ЛЭП и приводит к электрическому пробою, повреждению изоляторов. Характер их повреждений бывает разный от полного

разрушения изолятора, до образования следов ожога с нарушением изоляционных характеристик. Степень повреждения сказывается на дальнейшем режиме работы сети, либо без устранения аварии повторное включение ВЛ становится невозможным и требуется немедленная замена изоляторов, либо повторно оборудование вводится в работу, но с последующим внеплановым отключением для устранения дефектов. Существующий опыт применения разрядников (вентильных, трубчатых) и ограичителей перенапряжения (ОПН) для защиты ВЛ от грозовых перенапряжений, а также теоретические исследования показывают, что такая молниезащита с точки зрения своих технических возможностей не может в полной мере удовлетворить предъявляемые к ней требования в соответствии с условиями работы на воздушной линии при воздействии грозовых разрядов. Так даже самые совершенные из успешно применяемых для грозозащиты подстанционного оборудования ОПН не способны без разрушения выдерживать те реально возможные токи разряда молнии, которые будут протекать через них в случае установки на ВЛ.

2 Основная часть

Цели раздела:

- Повышение надёжности электроснабжения объектов нефтедобычи;
- Минимизация времени отключения ВЛ-6кВ либо их отсутствие в период грозовой активности;
- Защита изоляции ВЛ-6кВ от повреждений вызванных грозовыми индуктированными перенапряжениями.

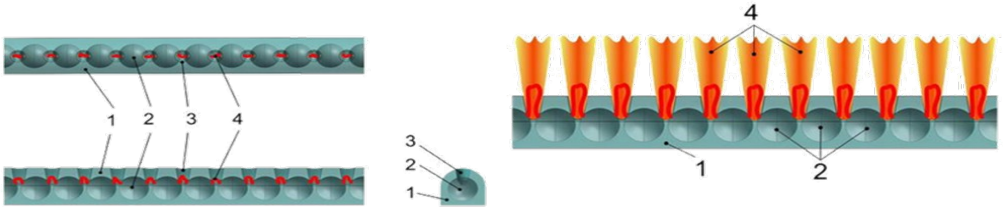
Задачи раздела:

- Внедрение новой методики защиты от грозовых индуктированных перенапряжений оборудования ВЛ-6кВ.
- Оптимизация эксплуатационных затрат.

3 Конструкция и принцип действия РМК-20.

В основе конструкции разрядников РМК-20 для защиты ВЛ-6 кВ от индуктированных грозовых перенапряжений лежит мультикамерная система (МКС), состоящая из большого количества металлических электродов, вмонтированных в профиль из силиконовой резины.

Мультикамерная система и принцип ее действия



Начальная стадия разряда Финальная стадия разряда

1 - силиконовый профиль, 2 – электроды, 3 – камеры, 4 – каналы разряда

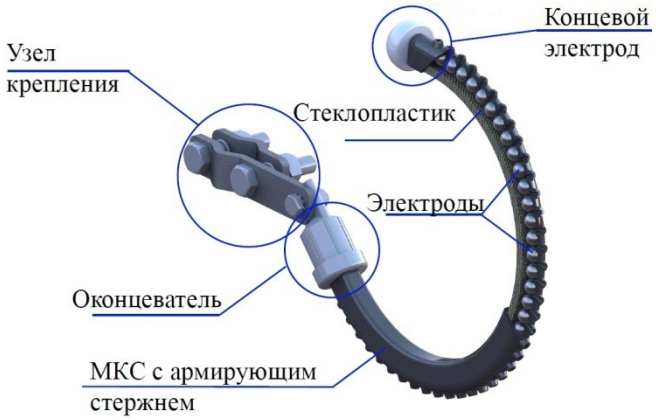
Между электродами выполнены отверстия, выходящие наружу профиля. Эти отверстия образуют миниатюрные газоразрядные камеры. При воздействии на разрядник импульса грозового перенапряжения пробиваются промежутки между электродами.

Благодаря тому, что разряды между промежуточными электродами происходят внутри камер, объёмы которых весьма малы, при прохождении дуги создаётся высокое давление, под действием которого каналы искровых разрядов между электродами перемещаются к поверхности изоляционного тела и далее - выдуваются наружу в окружающий разрядник воздух.

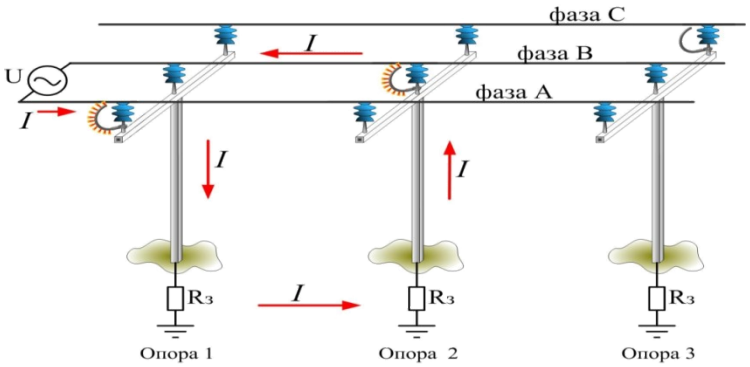
Вследствие возникающего дутья и удлинения каналов между электродами каналы разрядов охлаждаются, суммарное сопротивление всех каналов увеличивается, т. е. общее сопротивление разрядника возрастает, и происходит ограничение импульсного тока грозового перенапряжения. Гашение искрового разряда тока промышленной частоты, который продолжает течь через разрядник после окончания импульса. При воздействии перенапряжения на РМК сначала пробиваются искровые воздушные промежутки, а затем МКС.

Грозового перенапряжения, происходит при переходе сопровождающего тока 50 Гц через 0. Разрядник готов к следующему разряду.

Разрядник РМК-20 для защиты ВЛ 6-20 кВ от индуктированных грозовых перенапряжений, созданный на основе мультикамерной системы.



4 Установка РМК-20 на ВЛ-6кВ



Рисунок

Разрядники устанавливаются на каждую опору защищаемого участка, по одному разряднику на опору, с чередованием фаз.

Таблица 12.6– Характеристики

Характеристика	**РМК-20**
1	2
Импульсное 50%-ное разрядное напряжение, кВ (чем оно меньше, тем лучше координация разрядника с изолятором, даже при нарушении воздушного промежутка)	**85**
Возможность использования на ВЛ 6-10-15-20 кВ	**6-10**
Сопровождающий ток, который может погасить разрядник, А	**1200**
Выдерживаемый импульсный ток 8/50 мкс, не менее, кА	20
Возможность использования на ВЛ с СИП или голым проводом, на всех видах опор и изоляции	да
Возможность монтажа под напряжением	**да**
Масса изделия, кг	**0,8**
Объем упаковки (10 изделий в коробке), м. куб.	**0,02**
Компактная жесткая конструкция, наименее подверженная нарушению воздушного промежутка в процессе эксплуатации	**да**

Продолжение таблицы 12.6

1	2
Степень загрязнения по ГОСТ 9920	IV
Повреждение элементов разрядника при срабатывании	нет
Гарантийный срок, лет	5
Срок службы, лет	30
Наличие проектов и рекомендаций «НТЦ Электроэнергетики»	да
Качество (Сертификаты и Декларации, Россия)	да

Контроль качества и испытания каждого изделия на производстве	да

Положительные качества эксплуатации РМК-20

- защита изоляции ВЛ от индуктированных грозовых перенапряжений
- защита проводов от пережога
- минимизация времени отключения ВЛ либо их отсутствие (вследствие скоротечности процесса гашения разряда отключения ВЛ не происходит)
- не требуют дополнительных мероприятий по сопротивлению заземления опор
- не находятся под рабочим напряжением
- устанавливаются по одному на опору с чередованием фаз
- возможен монтаж под напряжением.
- не разрушаются под воздействием токов молнии и токов дуговых замыканий, в отличие от нелинейных ограничителей, а также трубчатых и вентильных разрядников, так как протекание этих токов происходит вне конструкции разрядника;
- не находятся под рабочим напряжением;
- не требуют изготовления и монтажа конструкций под установку.

Недостатки эксплуатации РМК-20

- Возможны кратковременные отключения ВЛ-6кВ (на время работы АПВ)
- Не способна защитить изоляцию ВЛ от прямых ударов молнии.

Применение РМК-20 на наших ВЛ-6кВ позволит существенно повысить надёжность электроснабжения объектов нефтедобычи, снизить аварийность выхода из строя изоляции ВЛ-6кВ, минимизировать время отключения ВЛ-6кВ либо их отсутствие в период грозовой активности. Это приведет сокращению потерь нефти и оптимизировать трудозатраты

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В основу ВКР реконструкции подстанции изначально была заложена цель повышения надёжности работы оборудования и энергоснабжения потребителей. Для выполнения этой задачи и с учётом перспективы роста потребления электрической энергии подстанция оснащается новым технологическим оборудованием. Два трансформатора обеспечивают суммарную мощность 50 МВА. В замененном закрытом распределительном устройстве на 6 кВ устанавливаются вакуумные выключатели, на открытом распределительном устройстве 35 кВ так же устанавливаются вакуумные выключатели. Для коммутации напряжения 110 кВ применяются принципиально новые элегазовые выключатели типа DT1-145F1.

В выпускной квалификационной работе так же рассматривался вопрос о замене устаревших кабелей с бумажной изоляцией на новые, более надёжные кабели из сшитого полиэтилена.

В результате проделанной работы были определены следующие параметры электроснабжения. Расчётные нагрузки фидеров были определены по методу коэффициента спроса. В качестве расчётной нагрузки по подстанции приняли нагрузку $S_м$ = 31,552 МВА.

Повышено качество и надежность электроснабжения путем установки ФКУ и элементов для грозозащиты.

Так же была рассчитана дифференциальная и максимальная токовые защиты трансформаторов, заземляющее устройство. В заключении необходимо заметить, что реконструированная система электроснабжения удовлетворяет требованиям правил устройства электроустановок и надёжности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 ГОСТ 12.1.019-09. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. - Введ. 2010-01-01. - М.: Стандартинформ, 2010. - 32 с.

2 Правила устройства электроустановок. - М.: НЦ ЭНАС, 2013. - 104 с.

3 Правила устройства электроустановок. - М.: Альвис, 2015. - 102 с.

4 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 10-е изд. - М.: Academia, 2013. - 448 с.

5 Актуальные вопросы обеспечения надёжности и эффективности функционирования энергосистем, линий электропередачи и оборудования подстанций (МЭС-6). - М.: Энергия, 2011. - 364 с.

6 Бутырин, П. А. Электротехника: учеб. / П. А. Бутырин, О. В. Толчеев, Ф. Н. Шакирзянов. - М.: Academia, 2014. - 272 с.

7 ГОСТ 12.1.002-84. ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. - Введ. 1986-01-01. - М.:Стандартинформ, 2009. - 7 с.

8 ГОСТ 32-144-2013. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - Введ. 2014-07-01. - М.:Стандартинформ, 2014. - 16 с.

9 ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. - Введ. 1999-01-01. - М.:Изд-во стандартов - 1998. - 54 с.

10 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. - Введ. 2008-06-30. - М.:Стандартинформ, 2008. - 39 с.

11 Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. / Э. А. Киреева, С. А. Цырук. - М.: Academia, 2014. - 288 с.

12 Инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций СО 34.35.302–2006. - Введ. 2008-03-30. - М.: Альвис, 2013. - 212 с.

13 Меркер, Э. Э. Энергосбережение в промышленности и эксергетический анализ технологических процессов: учеб. пособие / Э. Э. Меркер. - Старый Оскол: ТНТ, 2014. - 316 с.

14 Климова, Г. Н. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение: учеб. пособие / Г. Н. Климова. - М.: Юрайт, 2016. - 180 с.

15 Спиридонов, Н. Н. Режимы работы электрооборудования станций и подстанций / Н. Н. Спиридонов. - СПб.: Нестор-История, 2015. - 251 с.

16 Шеховцев, В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В. П. Шеховцев. - М.: Инфра-М, 2014. - 136 с.

17 Кузнецов, А. В. Элементарная электротехника / А. В. Кузнецов. - М.: ДМК Пресс, 2014. - 700 с.

18 Миленина, С. А. Электротехника, электроника и схемотехника: учеб. / С. А. Миленина, Н. К. Миленин. - М.: Юрайт, 2015. - 400 с.

19 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - СПб: БХВ-Петербург, 2013. - 608 с.

20 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин, В. А. Яшков. - 3-е изд. - М.: Форум, 2015. - 368 с.

21 Шеховцев, В. П. Расчёт и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов: учеб. пособие / В. П. Шеховцев. - М.: Форум, 2015. - 352 с.

22 Крылов, Ю.А. Энергосбережение и автоматизация производства в теплоэнергетическом хозяйстве города. Частотно-регулируемый электропривод: учеб. пособие / Ю. А. Крылов, А.С. Карандаев, В.Н. Медведев. - СПб: Лань, 2013. - 176 с.

23 Методические указания по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций. МУ 0632-2006. - М.: Энергия, 2014. - 84 с.

24 Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие / В. Я. Ушаков. - М.: Юрайт, 2016. - 448 с.

25 Электротехнические и конструкционные материалы: учеб. / В. Н. Бородулин [и др.]; под ред. В.А. Филикова. - М.: Academia, 2014. - 280 с.

26 Сибикин, Ю. Д. Электрические подстанции: учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2011. - 416 с.

27 Энергосберегающие технологии в промышленности: учеб. пособие / А. М. Афонин [и др.]. - 2-е изд. - М.: Форум, 2011. - 272 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

Ведомость электрических нагрузок подстанции

Таблица А.1 – Ведомость электрических нагрузок подстанции

Наименование цеха	$P_Н$ (кВт)	cos φ	$K_С$	g φ	$P_Р$ (кВт)	$Q_Р$ (кВар)	$S_Р$ (кВА)	ΔP	ΔQ
Нагрузка (35 кВ)	8465	0,9	0,75	0,48	6348	3047,23	7042	1706	5587
КНС 1-1 (6 кВ)	2448	0,95	0,75	0,33	1836	605,986	1934	129,5	429,1
ДНС 1-1 (6 кВ)	2416	0,9	0,7	0,48	1691	811,847	1876	121,9	404,4
БКНС 1б (6 кВ)	1885	0,9	0,8	0,48	1508	723,702	1672	97,09	323,1
Ф № 20 (6 кВ)	1826	0,85	0,8	0,62	1460	905,488	1718	102,5	340,6
Ф № 18 (6 кВ)	2008	0,85	0,85	0,62	1707	1058,29	2008	139,6	462,2
Нагрузка (35 кВ)	8465	0,9	0,75	0,48	6348	3047,23	7042	1706	5587
КНС 1-2 (6 кВ)	2448	0,95	0,75	0,33	1836	605,986	1934	129,5	429,1
ДНС 1-2 (6 кВ)	2416	0,9	0,7	0,48	1691	811,847	1876	121,9	404,4
БКНС 1в (6 кВ)	1885	0,9	0,8	0,48	1508	723,702	1672	97,09	323,1
Ф № 8	1826	0,85	0,8	0,62	1460	905,488	1718	102,5	340,6
Ф № 4	2008	0,85	0,85	0,62	1707	1058,29	2008	139,6	462,2
1 СН (нагрузка 0,4 кВ)	266	0,8	0,7	0,75	186,2	139,671	232,8	2,813	14,5
2 СН (нагрузка 0,4 кВ)	266	0,8	0,7	0,75	186,2	139,671	232,8	2,813	14,5
Итог (35 кВ)	–	–	–	–	12697	6094,46	14084	3411	11174
Итог (6 кВ)	–	–	–	–	16406	8210,62	18418	1181	3919
Итог (0,4 кВ)	–	–	–	–	372,5	279,342	465,6	5,625	28,99

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)

Суточный график нагрузки подстанции

Таблица Б.1 – Суточный график нагрузки

t, часы	$S_{зима}$, %	$S_{лето}$, %	t, часы	$S_{зима}$, %	$S_{лето}$, %
0	90,00	88,00	12	93,00	91,00
1	90,00	88,00	13	93,00	91,00
2	90,00	88,00	14	93,00	91,00
3	89,00	85,00	15	93,00	91,00
4	89,00	85,00	16	93,00	91,00
5	89,00	85,00	17	93,00	91,00
6	90,00	85,00	18	98,00	94,00
7	96,00	85,00	19	98,00	95,00
8	98,00	93,00	20	98,00	95,00
9	100,00	96,00	21	96,00	94,00
10	100,00	96,00	22	95,00	93,00
11	93,00	91,00	23	92,00	90,00

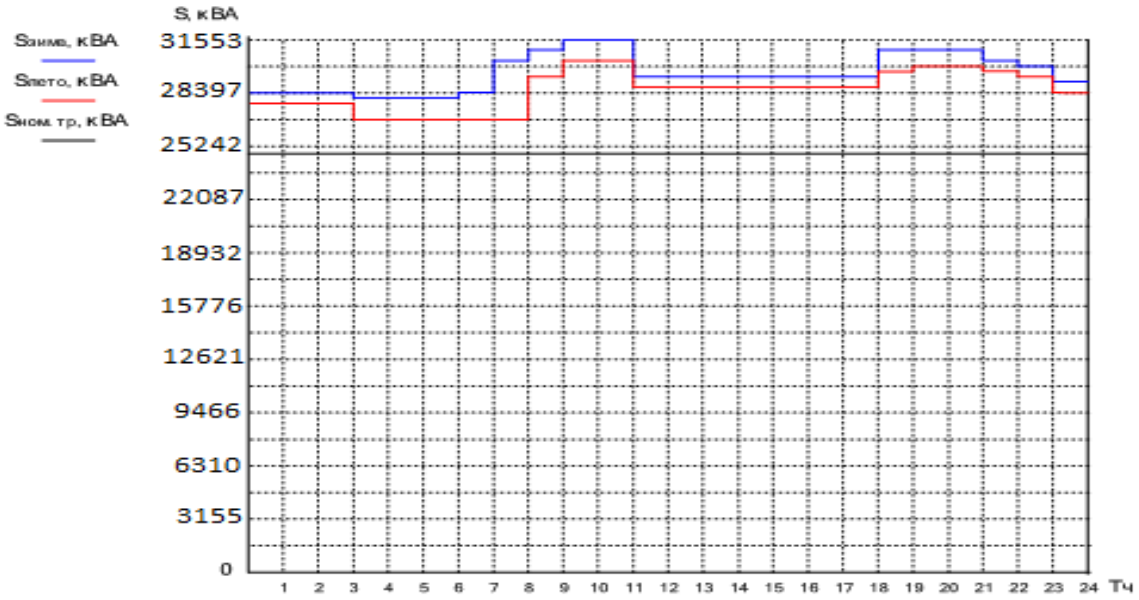


Рисунок Б.1 – Суточный график нагрузки

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)

Суточный и годовой графики нагрузок



Рисунок В.1 – Суточный график нагрузки

Рисунок В.2 – Годовой график нагрузки

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(обязательное)

Результаты расчётов и выбранные сечения кабельных линий

Таблица Г.1 – Результаты расчётов и выбранные сечения кабельных линий

Линия	$S_м$	$I_р$		$F_э$	$F_с$	K_2	$I_{таб}$	$I_{доп}$		сечение и количество кабеля марки
		н.р.	ПАР					н.р.	ПАР	
КНС1	3865,94	180,00	372,00	150,00	50	1,3	225	675	877	3хАПвП – 10 – 1х120/16
ДНС1	3758,55	175,00	361,67	145,83	50	1,3	225	675	877	3хАПвП – 10 – 1х120/16
БКНС1	3350,48	156,00	322,40	130,00	50	1,3	225	675	877	3хАПвП – 10 – 1х120/16
Ф №20(8)	3436,39	160,00	330,67	133,33	50	1,3	225	675	877	3хАПвП – 10 – 1х120/16
Ф №18(4)	4016,28	187,00	386,47	155,83	50	1,3	225	675	877	3хАПвП – 10 – 1х120/16
1,2СН	465,58	22,40	44,80	18,67	16	1,3	60	60	78	АВВГ - 6 - 3х16

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(обязательное)

Электрическая схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания

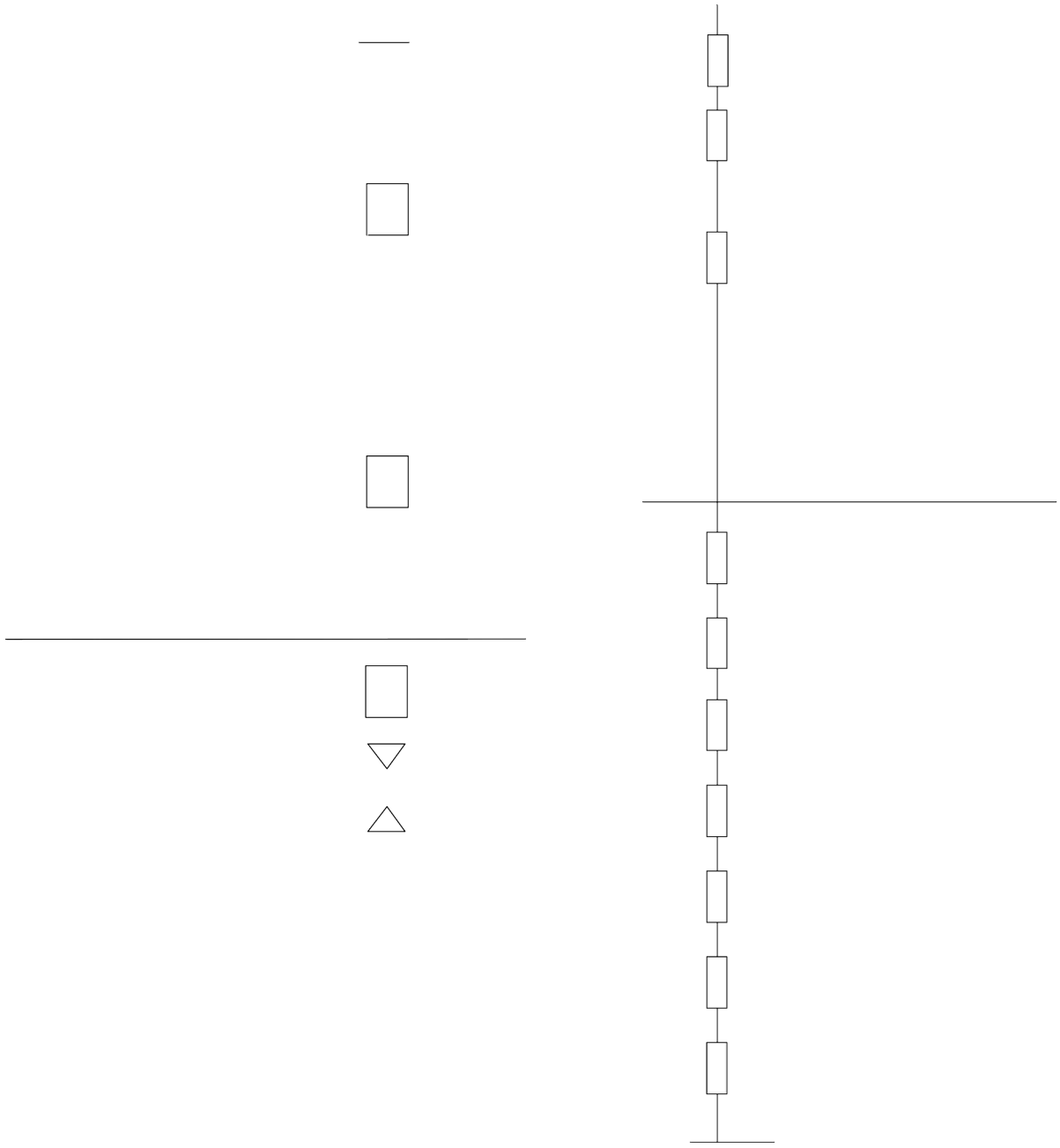


Рисунок Д.1 – Электрическая схема и схема замещения
для расчёта токов короткого замыкания

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(обязательное)

Схема соединения 3хЗНОЛ.06 – 6

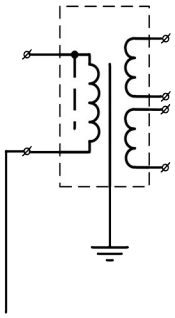


Рисунок Е.1 – Схема соединения 3хЗНОЛ.06 – 6

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(обязательное)

Схема подключения измерительных приборов

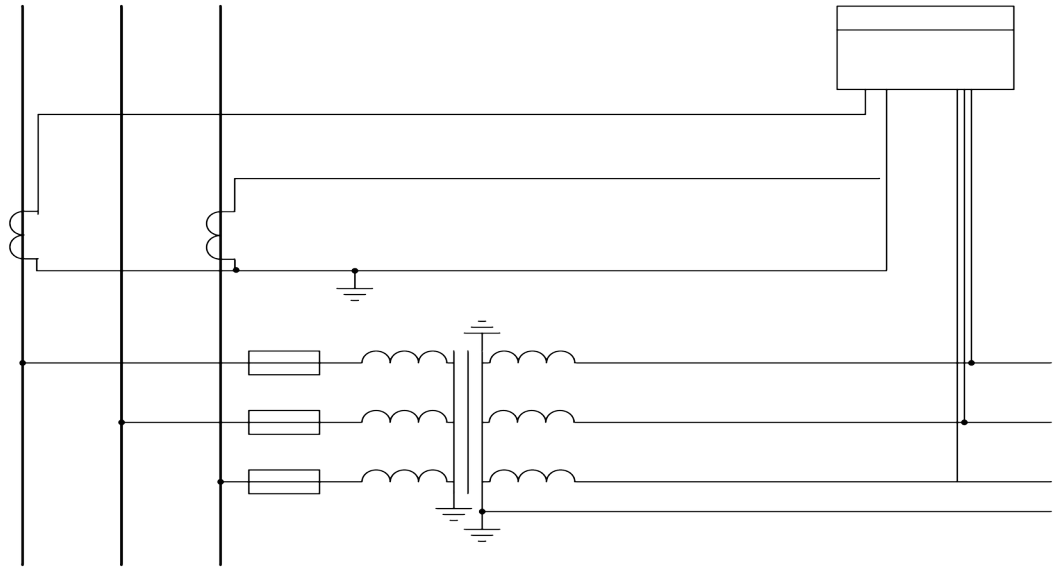


Рисунок Ж.1 – Схема подключения измерительных приборов

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(обязательное)

Дифференциальная защита трансформатора БМРЗ-ТД. Расчёт уставок БМРЗ-ТД

Таблица И.1 **–** Дифференциальная защита трансформатора БМРЗ-ТД

Характеристики: - пригодна для двух обмоточных трансформаторов, трансформаторов с расщеплённой обмоткой - трехфазное действие - характеристика адаптируемая к току - высокая стабильность при внешних КЗ и насыщении трансформаторов тока - нет необходимости в промежуточных трансформаторах т.к применяются коэффициенты компенсации групп векторов и ТТ - торможение по второй гармонике при броске тока намагничивания.	
Уставки:	
g – уставка по току	0,1...99,99 $I_{ном}$ шаг 0,05 $I_{ном}$
Максимальное время срабатывания (трансформатор под нагрузкой) - для $I_d>2\cdot I_{ном}$ - для $I_d\leq 2\cdot I_{ном}$	 ≤ 30 мс ≤ 60 мс
Точность уставки срабатывания	± 4% $I_{ном}$
Коэффициент возврата	0,95…98

Таблица И.2 – Расчёт уставок БМРЗ-ТД

Наименование	Обозначение	Метод определения	Значение
Номинальный ток обмоток	$I_{ном}$	$\frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\cdot U}=\frac{40000}{\sqrt{3}\cdot 115}$	Івн=200,817 А Інн=3665,716 А(6,3кВ)
Основная уставка	g	0,3 $I_{ном}$	60,245 А
Увеличенная основная уставка	g-high	0,75 Іном	150,613 А
Максимальный дифференциальный ток	I-Inst	6 $I_{ном}$	1204,902 А
Время определения броска		по инструкции	5 сек
Коэффициент выравнивания амплитуд	a_1 a_2	$\frac{TT}{Iн}$	a1= 400/200,817=1,992 a2=4000/3665,716=1,091
Коэффициент чувствительности	$K_ч$	$\frac{0,865\cdot Iк.з}{g}=\frac{0,865\cdot 662}{60,245}$	9,51

ПРИЛОЖЕНИЕ К
(обязательное)

Быстродействующая токовая защита (отсечка)

Таблица К.1 – Быстродействующая токовая защита (отсечка)

Характеристики: - максимальное/минимальное действие (повышение/понижение тока) - одно- или трехфазное измерение - оценка мгновенных значений и, следовательно, высокое быстродействие и независимость от частоты в широком диапазоне частот (0,04...1,2) $f_{ном}$ - Оценка пикового значения	
Уставки:	
Ток	0,1...20 $I_{ном}$ с шагом 0,1 $I_{ном}$
Выдержка времени	0...60 с с шагом 0,01 с
Точность уставки срабатывания (при 0,08...1,1 $f_{ном}$)	$\pm$ 5 %
Коэффициент возврата	>90% (при макс. действии) <110% (при мин. действии)
Макс. время срабатывания без выдержки времени (при $f_{ном}$)	$\leq$ 30 мс (макс. действие) $\leq$ 60 мс (мин. действие)

ПРИЛОЖЕНИЕ Л
(обязательное)

Максимальная токовая защита с обратнозависимой характеристикой выдержки времени

Таблица Л.1 – Максимальная токовая защита с обратнозависимой характеристикой выдержки времени

Одно- или трехфазное измерение с обнаружением максимального фазного тока. Устойчивая работа при переходных процессах	
Обратнозависимая характеристика выдержки времени (согласно Британскому стандарту 142 с расширенным диапазоном уставок) нормально-инверсная сильно-инверсная чрезвычайно инверсная с большим временем срабатывания	$t = k_1 / ((I/I_B)^C – 1)$ c = 0,02 c = 1 c = 2 c = 1
или RXIDG характеристика	$t = 5,8 – 1,35 \times In (I/I_B)$
Уставки:	
Число фаз	1 или 3
Базовый ток I_B	0,04...2,5 $I_{ном}$ с шагом 0,01 $I_{ном}$
Ток срабатывания $I_{пуск}$	1...4 $I_{ном}$ с шагом 0,01 I_B
Минимальная уставка по времени t_{min}	0…10 с с шагом 0,1 с
Класс точности времени срабатывания согласно Британскому Стандарту 142 Характеристика RXIDG	 E 5.0 $\pm$4% (1-I/80 I_R)
Коэффициент возврата	95%

ПРИЛОЖЕНИЕ М
(обязательное)

Токовая защита с независимой выдержкой времени

Таблица М.1 – Токовая защита с независимой выдержкой времени (перегрузка)

Характеристики: - максимальное/минимальное действие (повышение/понижение тока) - одно- или трехфазное измерение с выявлением наибольшего и соответственно наименьшего фазного тока. - торможение по второй гармонике при бросках тока намагничивания Кроме того, может использоваться как реле замыкания на землю с торможением с дополнительным внешним аппаратным обеспечением (высокое сопротивление и VDR параллельно).	
Уставки:	
Ток срабатывания	0,02...20 $I_{ном}$ с шагом 0,1 $I_{ном}$
Выдержка времени	0,02...60 с с шагом 0,01 с
Точность уставки срабатывания $f_{ном}$	$\pm$ 5 %
Коэффициент возврата При максимальном действии При минимальном действии	 > 94 % (при макс. действии) < 106 % (при мин. действии)
Макс.время срабатывания без выдержки времени	60 мс

ПРИЛОЖЕНИЕ Н

(обязательное)

Схема замещения СЭС

Рисунок Н.1 – Схема замещения для расчёта токов короткого замыкания

ПРИЛОЖЕНИЕ О
(обязательное)

Расчёт параметров дифференциальной токовой защиты трансформатора

Таблица О.1 – Расчёт параметров дифференциальной токовой защиты трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон		
		110кВ	35кВ	6кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_н = \frac{S_н}{\sqrt{3}\cdot U_{ср}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3}\cdot 115} = 125,511\ A$	$\frac{25000}{\sqrt{3}\cdot 37} = 390,102\ A$	$\frac{25000}{\sqrt{3}\cdot 6.3} = 2291\ A$
Схема соединения ТТ ($K_{сх}$)	–	$\Delta(\sqrt{3})$	$\Delta(\sqrt{3})$	Y(1)
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I = \frac{K_{сх}\cdot I_н}{5}$	$\frac{\sqrt{3}\cdot 125,511}{5} = \frac{217}{5}\left(\frac{250}{5}\right)$	$\frac{\sqrt{3}\cdot 390,102}{5} = \frac{675}{5}\left(\frac{1000}{5}\right)$	$\frac{1\cdot 2291}{5} = \frac{2291}{5}\left(\frac{3000}{5}\right)$
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{н2} = \frac{K_{сх}\cdot I_н}{K_I}$	$\frac{\sqrt{3}\cdot 125,511}{250/5} = 4.348$	$\frac{\sqrt{3}\cdot 390,102}{1000/5} = 3,378$	$\frac{\sqrt{3}\cdot 2291}{3000/5} = 3,818$

Таблица О.2 – Расчёт параметров дифференциальной токовой защиты трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз}\cdot K_{сх.осн}}{K_{I\,осн}}$	$\frac{163,164\cdot\sqrt{3}}{250/5} = 5,652\ A$
Число витков обмотки НТТ реле для основной стороны:	$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}$ $\omega_{осн}$	$\frac{100}{5,652} = 17,69$ 17
Число витков рабочей обмотки НТТ реле для стороны 35кВ:	$\omega_{35\,расч} = \omega_{осн}\cdot\frac{I_{н2\,осн}}{I_{ср.35}}$ ω_{35}	$17\cdot\frac{4,348}{3,378} = 21,8$ 22