

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции 10/70 напряжением 35/10 кВ в Свободненском районе Амурской области с заменой силовых трансформаторов и масляных выключателей

Исполнитель
студент группы 742 об1

(подпись, дата)

А.К. Копейкина

Руководитель

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант: по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. Кафедрой

Н.В. Савина

2021 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента _____
Копейкиной Анастасии Константиновны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции 10/70
напряжением 35/10 кВ в Свободненском районе Амурской области с заменой силовых
трансформаторов и масляных выключателей

(утверждено приказом от 19.03.21 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 2.06.21

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема
ПС, нормативно-справочная литература: ПТБ, ПУЭ, ПТЭГОСТы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке
вопросов):

1. Характеристика района проектируемой подстанции. 2. Выбор оборудования. 3. Выбор
силовых трансформаторов и расчет токов короткого замыкания 4. Заземление и
молниезащита подстанции. 5. Релейная защита трансформатора. 6.
Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. План района
ПС. 2. Однолинейная схема ПС. 3. Выбор силовых трансформаторов. 4. Выбор
выключателей. 5. Показатели надежности. 6. Релейная защита трансформатора.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) Безопасность и экологичность - А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Юрий Викторович Мясоедов
канд. техн. наук, профессор

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 142 с., 20 рисунков, 27 таблиц, 234 формулы.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, МОЩНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, РЕЖИМ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА.

В работе рассмотрена реконструкция подстанции 35 кВ 10/70. Основной целью данной работы является реконструкция существующей ПС 10/70. Задачи, которые необходимо решить для выполнения поставленной цели: обосновать необходимость реконструкции подстанции; произвести прогнозирование нагрузки на ПС 10/70; разработать схему реконструируемой ПС 10/70; произвести расчёт токов короткого замыкания, с последующим выбором и проверкой высоковольтного оборудования подстанции; выполнить расчет молниезащиты подстанции; произвести оценка надежности прилегающей сети; рассчитать уставки срабатывания устройств релейной защиты; произвести оценка технико-экономических показателей проекта; рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта, рассчитаны параметры маслоприемника.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Географическая и климатическая характеристика района проектируемой подстанции	8
2 Характеристика электроприёмников реконструируемой подстанции 10/70	11
3 Характеристика центров питания	13
4 Прогнозирование нагрузки	14
5 Разработка реконструируемой ПС 10/70	21
5.1 Выбор трансформатора на ПС 10/70	21
5.2 Выбор сечений ВЛ	23
6 Оценка надёжности сети	24
7 Расчёт токов короткого замыкания	36
7.1 Определение параметров схемы замещения	36
7.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности	42
7.3 Схема замещения, параметры схемы замещения обратной последовательности	46
7.4 Схема замещения, параметры схемы замещения нулевой последовательности	47
7.5 Расчёт токов КЗ	48
8 Реконструкция подстанции 10/70	52
8.1 Выбор типа подстанции, разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение	52
8.2 Выбор и проверка выключателей	54
8.3 Выбор разъединителей	56
8.4 Выбор трансформаторов тока	57
8.5 Выбор трансформаторов напряжения	62

8.6	Выбор и проверка токоведущих частей	65
8.7	Выбор и проверка изоляторов	70
8.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	72
8.9	Выбор ячеек КРУ на ПС 10/70	72
9	Заземление и молниезащита подстанции 10/70	87
9.1	Заземление подстанции 10/70	87
9.2	Защита от прямых ударов молнии	89
10	Релейная защита, автоматика и сигнализация	93
10.1	Защита трансформатора	94
10.2	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	95
10.3	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	97
10.4	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	101
10.5	Выбор уставок максимальной токовой защиты	102
10.6	Автоматика на подстанции 10/70	104
10.7	Сигнализация на подстанции 10/70	105
11	Технико-экономическое обоснование принятого варианта реконструкции системы внешнего электроснабжения подстанции 10/70	107
12	Безопасность и экологичность проекта электроснабжения подстанции 10/70	113
12.1	Безопасность проекта	113
12.2	Экологичность проекта	119
12.3	Расчёт маслоприёмника без отвода масла на ПС 10/70	121
12.4	Чрезвычайные ситуации	124
	Заключение	139
	Библиографический список	140

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Для электроэнергетической системы, как для постоянно развивающейся системы, характерен непрерывный рост нагрузок, обусловленный появлением новых потребителей, увеличением степени электрификации быта, повышением требований к социально-культурному уровню жизни и другими факторами.

В Свободненском районе в настоящее время идёт активная реконструкция существующих сетей, а также проектирование и сооружение новых сетей в связи с развитием промышленности и появлением новых потребителей.

Целью работы является реконструкция подстанции 10/70, обеспечивающей в том числе питание нового потребителя – космодрома Восточный. Для достижения данной цели необходимо разработать варианты реконструкции подстанции 10/70. Оптимальный вариант выбирается на основе технико-экономического сравнения разработанных вариантов. В ходе реконструкции были решены такие задачи как расчёт токов короткого замыкания, выбор оборудования на проектируемой подстанции, расчёт надёжности, выбор устройств релейной защиты на проектируемой подстанции 10/70, а так же расчёт молниезащиты подстанции.

Для достижения данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. разработать варианты подключения к реконструируемой подстанции 10/70 подстанций, питающих космодром Восточный;
2. выбрать оптимальный вариант на основе технико-экономического сравнения;
3. произвести расчёт токов короткого замыкания в принятой сети;
4. произвести выбор и проверку оборудования на реконструируемой подстанции 10/70;
5. произвести расчёт молниезащиты подстанции 10/70.

1 ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ И КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Проектируемая подстанция 10/70 необходима для питания потребителя – космодрома Восточный. Данный завод будет построен в нескольких километрах от города Свободный Амурской области.

В Свободном резко континентальный климат с муссонными чертами, что выражается в больших годовых (45-50°) и суточных (до 20°) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков.

Влияние материка проявляется главным образом зимой. В это время сухой охлаждённый воздух проникает далеко на юг в виде зимнего муссона. Вследствие этого наблюдаются холодные малоснежные зимы с преобладанием ясной погоды. Зимние осадки составляют всего 5-7 процентов от годовых. Высота снежного покрова незначительна. Средняя температура самого холодного месяца — января — 28 градусов, морозы в отдельные годы доходят до 56 градусов. Благодаря сухости воздуха и слабым ветрам мороз переносится сравнительно легко. Низкие зимние температуры не соответствуют положению города. Вследствие незначительности снежного покрова и низких температур наблюдаются глубокие промерзания почв (до 2-2.5 м). Весна поздняя и засушливая. Безморозный период наступает в третьей декаде мая и первой декаде июня. Влияние Тихого океана проявляется в основном летом, когда с моря проникает летний муссон. Лето жаркое и дождливое. Среднемесячная температура июля — 20,4 градуса, наиболее высокие температуры достигают +39 градусов. Максимальное количество осадков выпадает в июле-августе (100—300 мм за месяц). Первые заморозки наступают в конце августа — начале сентября. Осенью устанавливается ясная, тёплая погода. Годовое количество осадков в среднем 493 мм.

Строительство Зейской ГЭС, создание Зейского водохранилища способствует некоторому потеплению климата.

Среднегодовая температура воздуха — 0,3 °С

Относительная влажность воздуха — 68,5 %

Средняя скорость ветра — 2,3 м/с.

В конце марта прекращаются устойчивые морозы, начинается постепенное таяние снежного покрова. В начале апреля устойчивый снежный покров разрушается. Весна обычно непродолжительна, с быстро меняющимися процессами от зимних к типично летним.

За начало лета принимается переход среднесуточной температуры воздуха через 10 градусов в конце мая. Оно продолжается около трех месяцев. Самый теплый месяц – июль. Максимальная температура воздуха может повышаться до плюс 40 градусов.

Осень начинается при переходе в сторону понижения среднесуточной температуры воздуха через 10 градусов. Как правило, осенний период продолжается около двух месяцев. Устойчивый снежный покров образуется в конце октября, но иногда он может образоваться и в начале октября.

По фактическим материалам наблюдений, температура гололедообразования – минус 10 градусов. Зона влажности вторая, нормальная.

Грозовая деятельность начинается в апреле и заканчивается в ноябре. Оттаивание грунта на начало грозовой деятельности достигает 0,4 метра.

Климатические условия района прохождения трассы ВЛ и расположения площадки подстанции с учетом действующих нормативных материалов (с повторяемостью 1 раз в 25 лет) и данных обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанциям приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Климатические условия	Расчетные величины
1	2
Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Район по ветру 25 летней повторяемости	I

Продолжение таблицы 1

2	3
Нормативное ветровое давление, м/сек	29 м/сек

Годовое количество осадков, мм	575
Низшая температура воздуха, °С	-39
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-39
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-39
Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
Высшая температура воздуха, °С	41
Число грозочасов в год	20
Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
Температура гололедообразования, °С	-10
Преобладающее направление ветра	СЗ
Продолжительность отопительного периода, сутки	270
Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

Литологический разрез по данным бурения (сверху вниз):

1. Насыпной слой (песок с галькой до 20%) мощностью до 0,4 м.
2. Суглинки бурого цвета влажные тугопластичные, мощность слоя до 0,4 м. Распространены суглинки повсеместно по всей площади.
3. Слой частого переслаивания тонких прожилок и линзочек песков и суглинков. По осредненным показателям физико-механических свойств, отнесены к супесям пластичным. Грунты этого слоя имеют линзовидное залегание, мощность линз до 1,0 м.
4. В основании разреза вскрыты пески мелкие средней плотности. Вскрытая мощность песков до 3-4 м.

Подземные воды в скважинах не встречены. Но при обильном выпадении осадков появление их типа «верховодки» возможно в песках на кровле прослойков суглинка, на глубине 1,0-2,5 м.

При промерзании грунты среднепучинистые. По отношению к металлу грунты обладают низкой коррозионностью. Грунты не засолены.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ 10/70

Космодром «Восточный» - российский космодром на Дальнем Востоке в Амурской области, вблизи города Циолковский, в 45 км севернее города Свободный и одноименного военного космодрома. Ближайшая железнодорожная станция «Ледяная». Первый российский гражданский космодром. Общая площадь около 700 км².

6 ноября 2007 года президент России Владимир Путин подписал указ о строительстве космодрома. В 2010 году был заложен «Памятный знак» в честь начала работ. В 2011 было начато техническое и эскизное проектирование. Строительство первого стартового комплекса началось в 2012 году и завершилось в апреле 2016 года. Оно сопровождалось коррупционными скандалами, а также забастовками и голодовками рабочих из-за задержек зарплаты. По фактам нарушений при строительстве космодрома было возбуждено свыше 140 уголовных дел, ущерб составил более 10 млрд рублей. На май 2016 года стоимость построенных объектов составляла 84 млрд рублей.

Космодром возводился с целью обеспечения независимого доступа в космос, гарантированного выполнения международных и коммерческих космических программ, сокращения затрат на космодром Байконур и улучшения социально-экономической обстановки в Амурской области.

Преимущества нового космодрома в том, что начальный участок траектории полёта ракеты-носителя не проходит над густонаселёнными районами России и над территориями иностранных государств, районы падения отделяющихся частей ракет-носителей расположены в малонаселённых районах территории России или в нейтральных водах, место расположения космодрома находится вблизи от развитых железнодорожных и автомобильных магистралей, космодром способствовал снижению политических рисков, связанных с Казахстаном.

На декабрь 2020 года располагает стартовым комплексом «1С» для ракет «Союз-2» лёгкого и среднего классов. Ведется строительство нового стартового комплекса для ракет-носителей «Ангара».

Космодром расположен в регионе с муссонным климатом, среднемесячной температурой января $-25,6$ °С (абсолютный минимум многолетних наблюдений $-49,0$), среднемесячной температурой июля $+20,6$ (абсолютный максимум многолетних наблюдений $+39,1$).

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕНТРА ПИТАНИЯ

ПС 220 кВ Ледяная узлового типа имеет распределительное устройство на высокой стороне «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Установлено 2 трехобмоточных трансформатора мощностью 20 МВА каждый. РУ 35 кВ и 10 кВ также выполнены по схеме: «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (рисунок).

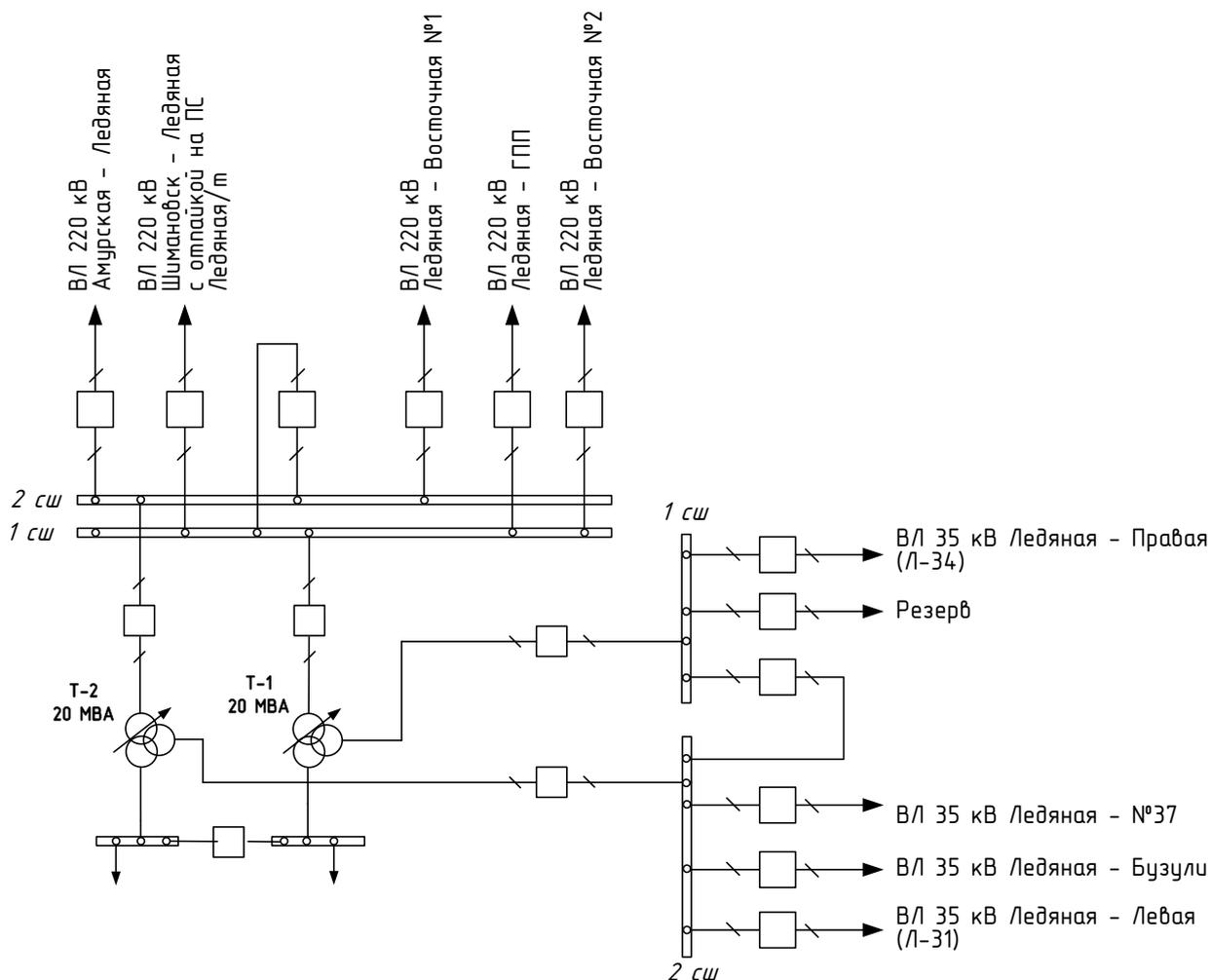


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Ледяная

4 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ

Для полного и качественного решения задачи проектирования электрической сети необходимо учитывать динамику роста нагрузок во времени, которое осуществляется применением методов прогнозирования.

Исходными данными для прогнозирования служит информация по нагрузкам, которая представлена в виде ведомостей замера нагрузок. Обработка замеров, определение пропуска активной и реактивной мощности производится по следующим формулам:

$$P = \frac{Wh_i - Wh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q = \frac{Varh_i - Varh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВар}. \quad (2)$$

где Wh - показания счетчика активной электроэнергии, кВт · ч ;

$Varh$ - показания счетчика реактивной электроэнергии, кВар · ч ;

k_p - расчетный коэффициент;

t_{i-n} - интервал времени за который определяется пропуск электроэнергии, ч.

Методом, который позволяет подсчитать прогноз для отдельных узлов нагрузки и адекватен исходным данным, является метод, основанный на непосредственной экстраполяции электропотребления. Для прогнозирования необходимо знать среднегодовой прирост электропотребления, рассчитанный по статистическим данным предыдущих лет, который составляет 2,2%. Наибольшее распространение получила формула сложных процентов [1, с.18], согласно которой нагрузка в расчетном году t представляется в виде:

$$P_{\text{cрт}} = P_{\text{ср}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{t-t_0}, \quad (3)$$

где $P_{\text{срт}}$ – средняя нагрузка расчетного года;

$P_{\text{ср}}$ – известная средняя нагрузка;

n – среднегодовой прирост нагрузки;

t_0 – базисный год, в котором наблюдалась данная нагрузка.

Произведем прогноз нагрузки на 5 лет, т.е. на 2019г.

Прогнозирование нагрузки осуществляется следующим образом:

1) исходя из ведомостей замера нагрузок, определяем пропуск активной и реактивной нагрузки за час и определяем их средние значения:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}, \text{ МВт} \quad (4)$$

где P_i – пропуск активной мощности за i час.

2) выражаем данные по нагрузкам в относительных единицах относительно найденного среднего значения:

$$P_{i \text{ о.е.}} = \frac{P_i}{P_{\text{ср}}}, \text{ о.е.} \quad (5)$$

3) прогнозируем среднюю нагрузку по формуле сложных процентов;

4) умножая нагрузки в о.е. на спрогнозированную среднюю, определяем нагрузку на расчетный год:

$$P_{i \text{ пр}} = P_{i \text{ о.е.}} \cdot P_{\text{ср пр}}, \text{ МВт} \quad (6)$$

где $P_{\text{ср пр}}$ – спрогнозированная средняя нагрузка.

Результаты расчета приведены в таблице.

Таблица 2 – Прогнозирование суточных нагрузок ПС 10/70

Время, ч	Пропуск		Перевод в о.е.		Прогноз	
	P, МВт	Q, Мвар	P, о.е.	Q, о.е.	P, МВт	Q, Мвар
1	2	3	4	5	6	7
1	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
2	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
3	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
4	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
5	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
6	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
7	1.27	0.51	0.95	0.95	1.56	0.62
8	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
9	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
10	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
11	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
12	1.42	0.57	1.06	1.06	1.74	0.70
13	1.42	0.57	1.06	1.06	1.74	0.70
14	1.32	0.53	0.99	0.99	1.63	0.65
15	1.32	0.53	0.99	0.99	1.63	0.65
16	1.30	0.52	0.97	0.97	1.60	0.64
17	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
18	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
19	1.56	0.62	1.17	1.17	1.92	0.77
20	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
21	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
22	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
23	1.27	0.51	0.95	0.95	1.56	0.62
24	1.27	0.51	0.95	0.95	1.56	0.62

Определим вероятностные характеристики нагрузки:

– среднеквадратическая мощность $P_{\text{эф}}$:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{н}}} \cdot \sum_{i=1}^{24} P_{t_i}^2}, \text{ МВт} \quad (7)$$

где T_n – период наблюдения, 24ч;

P_{t_i} – значение нагрузки i -го часа (табл.).

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot 65,7} = 1,65 \text{ МВт}$$

– коэффициент формы, показывающий неравномерность графика нагрузки k_ϕ :

$$k_\phi = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} \quad (8)$$

$$k_\phi = \frac{1,65}{1,64} = 1,004$$

– средняя мощность в период получасового максимума нагрузки P_{max} :

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + t_\beta \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}), \text{ МВт} \quad (9)$$

где t_β – коэффициент Стьюдента, $t_\beta = 1,96$;

k_ϕ – коэффициент формы.

$$P_{\text{max}} = 1,94 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,004^2 - 1}) = 1,95 \text{ МВт} \quad (10)$$

– коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки $k_{\text{л}}$:

$$k_{л} = \frac{P_{\max.л}}{P_{\max.год}}, \quad (11)$$

где $P_{\max.л}$ – летняя максимальная нагрузка, согласно летнему контрольному замеру 16.12.2020г. нагрузка ПС 10/70 составляет 1,7 МВт;

$P_{\max.год}$ – максимальная годовая нагрузка, согласно зимнему контрольному замеру 17.06.2020г. составляет 0,8 МВт.

$$k_{л} = \frac{0,8}{1,7} = 0,47 \text{ – коэффициент заполнения графика } k_3:$$

$$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}; \quad (12)$$

$$k_3 = \frac{1,64}{1,95} = 0,84$$

В таблице представлены вероятностные характеристики существующей и прогнозной нагрузки:

Таблица 3 – Вероятностные характеристики нагрузки ПС 10/70

Вероятностные характеристики	16 декабря 2020г.	Прогнозируемые
1	2	3
$P_{\text{ср}}$	1,34	1,64
$P_{\text{эф}}$	1,35	1,65
P_{max}	1,44	1,95
P_{min}	1,17	1,35
$k_{\text{ф}}$	1,004	1,004
$k_{л}$	0,47	0,47
k_3	0,84	0,84

Согласно полученным результатам (таблица 3) на следующих рисунках представлены суточные графики нагрузки за 16 декабря 2020г. и спрогнозированной нагрузки.

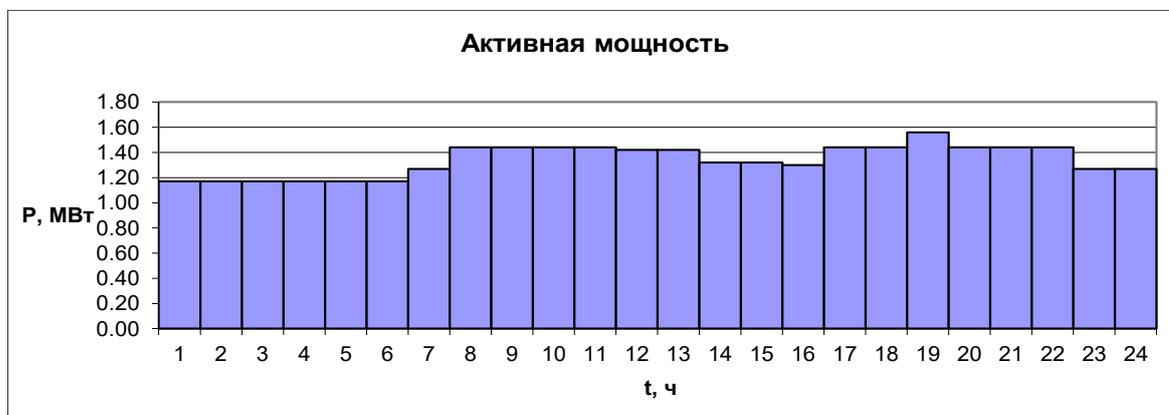


Рисунок 2 – Суточный график активной нагрузки ПС 10/70

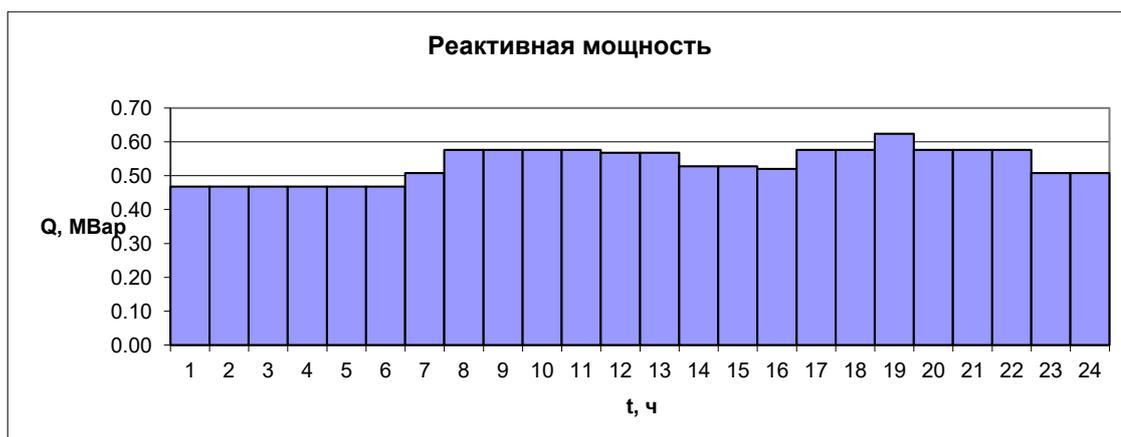


Рисунок 3 – Суточный график реактивной нагрузки ПС 10/70

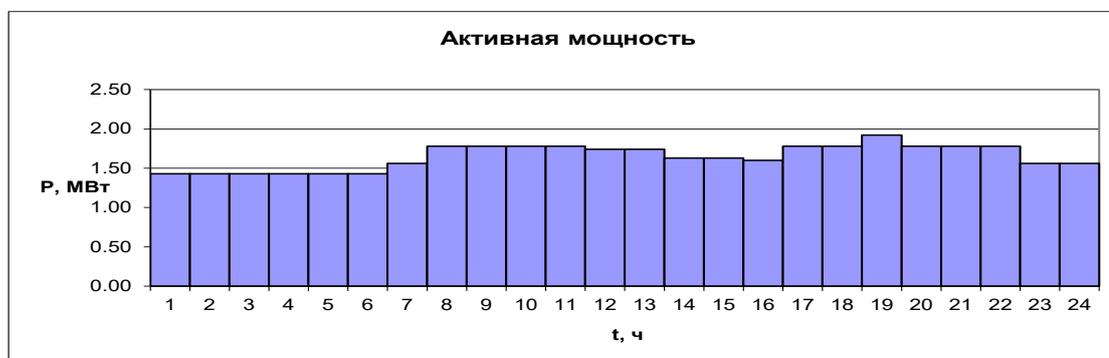


Рисунок 4 – Спрогнозированный суточный график активной нагрузки ПС 10/70

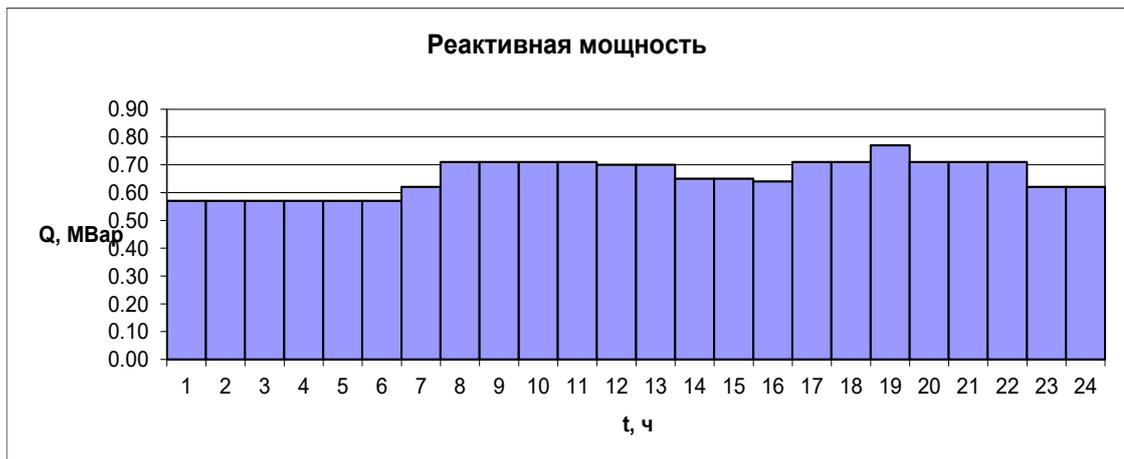


Рисунок 5 – Спрогнозированный суточный график реактивной нагрузки ПС 10/70

Таким же образом спрогнозируем нагрузку остальных подстанций. Результаты расчета приведены в следующей таблице. Из вероятностных характеристик приведем только параметры, необходимые в дальнейших расчетах.

Таблица 4 – Параметры нагрузки подстанций рассматриваемой сети

Название ПС	2020г.					Спрогнозированные нагрузка				
	16 декабря, 18 ч.		Вероятностные характеристики			16 декабря, 18ч.		Вероятностные характеристики		
	Рн, МВт	Qн, Мвар	Рср, МВт	Рmax, МВт	Qmax, Мвар	Рн, МВт	Qн, Мвар	Рср, МВт	Рmax, МВт	Qmax, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10/70	1.70	0.60	1.46	1.96	0.69	2.09	0.74	1.80	2.40	0.85
РРС	0.70	0.20	0.60	0.81	0.23	0.86	0.25	0.74	0.99	0.28
Пусковая	5.00	1.00	4.15	6.14	1.23	6.14	1.23	5.10	7.54	1.51
Стартовая	4.30	0.90	3.57	5.28	1.11	5.28	1.11	4.38	6.48	1.36

5 РАЗРАБОТКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС 10/70

5.1 Выбор трансформатора на ПС 10/70

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности. Поскольку на ПС 10/70 планируется подключение потребителей электроэнергии I и II категории, то необходима установка 2 трансформаторов. Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot \text{Чк}_{\text{зопт}}}, \quad (13)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$\text{к}_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Так как коэффициент мощности нагрузки ПС 10/70 составляет 0,4, то установка компенсирующих устройств с точки зрения поддержания экономически обоснованного коэффициента мощности нецелесообразна. В данном случае в расчетах принимаем $Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}}$.

Расчетная мощность трансформатора на ПС 10/70:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{3,4^2 + 1,36^2}}{2 \cdot 0,7} = 2,62 \text{ МВА},$$

Сейчас на подстанции установлены 2 трансформатора ТМН мощностью 5,6 МВА. Проверим загрузку трансформаторов в послеаварийном режиме

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \Phi_{\text{трасч}}} \quad (14)$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{3,4^2 + 1,36^2}}{5,6} = 0,8$$

В послеаварийном режиме загрузка трансформаторов не превышает допустимую, следовательно, замена трансформаторов на подстанции не нужна.

5.2 Выбор сечений ВЛ

Для дальнейшего решения задачи реконструкции необходимо произвести выбор сечений питающих воздушных линий.

Выбор сечения проводников ВЛ 35 кВ принимается в зависимости от расчетного тока $I_{\text{р}}$. Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_{\text{р}} = a_i \cdot \Phi_{\text{т}} \cdot \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Phi_{\text{н}}} \quad (15)$$

где a_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

$a_{\text{т}}$ – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 35 кВ принимается $a_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение a_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 4100ч, $a_T = 1,1$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{3,4^2 + 1,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 5} = 0,069 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-70.

6 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ СЕТИ

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления t_v , ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

Надежность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции Городская. Перед расчетом надежности участка сети предварительно составляется расчетная схема замещения с точки зрения надежности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы:

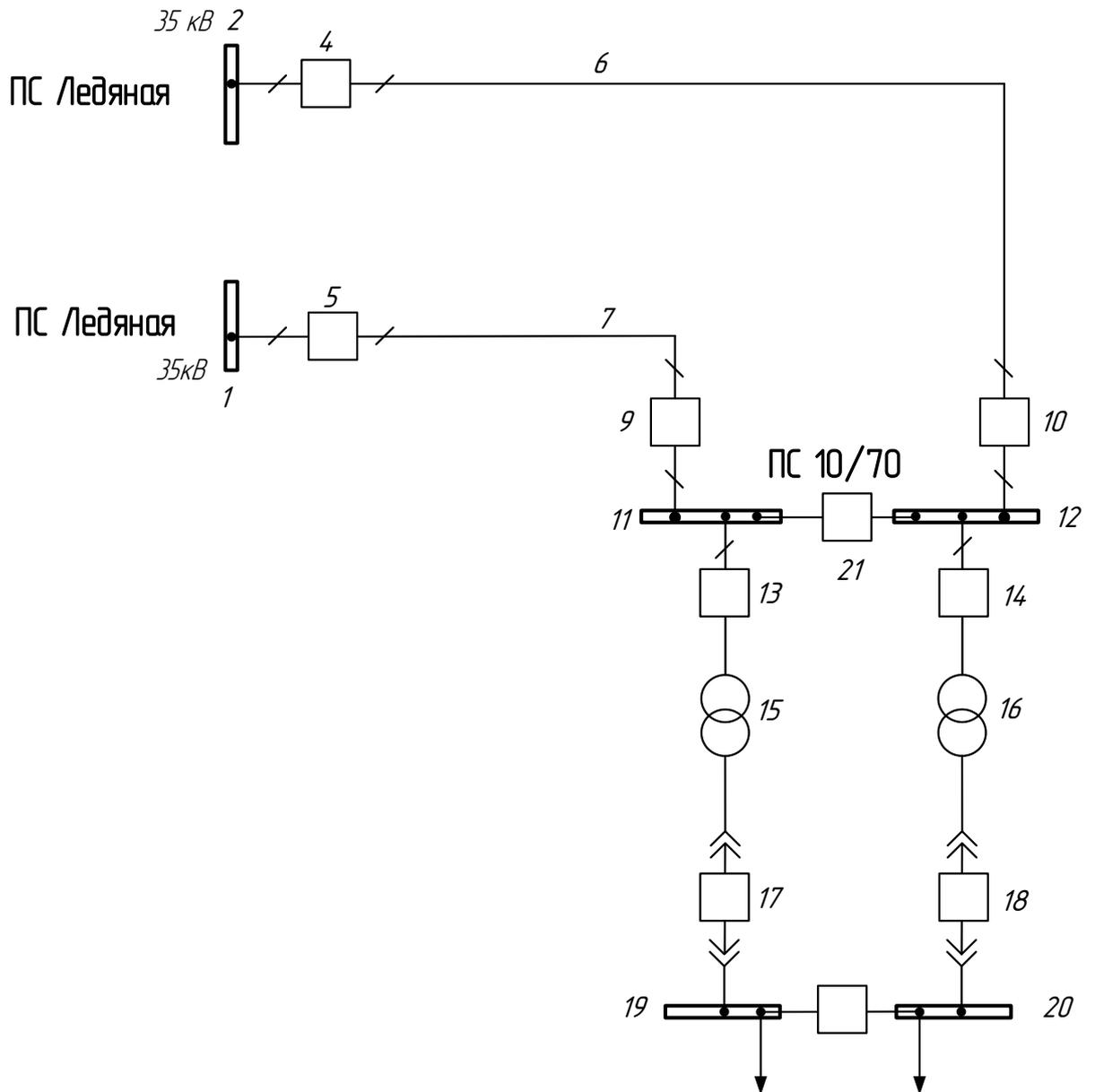


Рисунок 6 – Расчетная схема сети для оценки надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности [27, с.268]:

- параметр потока отказов, ω ;
- среднее время восстановления, $t_{в}$;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Таблица 5 – Показатели надежности элементов

№ элемента	Название оборудования	ω , 1/год	T_B , ч	μ , 1/год	$t_{пл}$, ч
7	ВЛ Ледяная – 10/70 – 1	0.03	14.5	2.1	18.7
6	ВЛ Ледяная – 10/70 – 2	0.029	14.5	2.1	18.7
1, 2, 11, 12	Секция шин 35 кВ	0.02	7	0.166	5
19, 20	Секция шин 10 кВ	0.03	7	0.166	4
15, 16	Трансформатор ТМН-5600/35	0.005	59	0.25	26
3,4,5,9,10,21	Выключатель вакуумный 35 кВ	0.02	16	0.2	15
17,18	Выключатель вакуумный 10 кВ	0.004	8	0.2	15

Для выключателей дополнительно определяются:

– относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, для выключателя 35 кВ $\alpha_{кз} = 0,012$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{кз} = 0,027$;

– относительная частота отказов при оперативных переключениях, для выключателя 35 кВ $\alpha_{i1} = 0,013$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{i1} = 0,002$;

– коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ} = 1/10$;

– число оперативных переключений, $N_{оп}$;

– длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760} \quad (16)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не

резервируемых частей схем; параллельное – для частей схем с резервированием замещением.

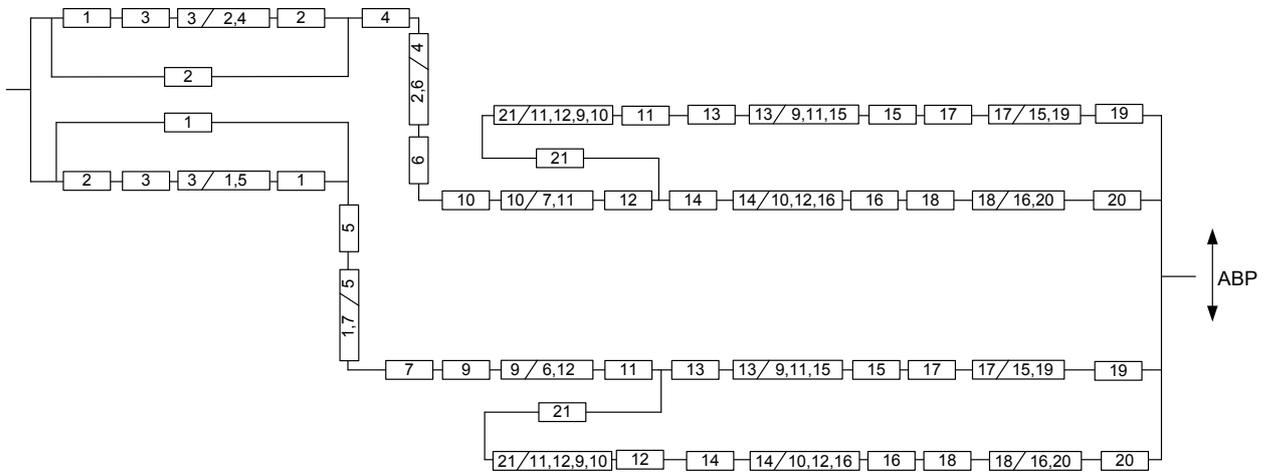


Рисунок 7 – Схема замещения сети для оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗИА, поэтому для оценки надежности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_{\text{в}} = \omega_{\text{в.ст}} + \alpha_{\text{кз}} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{\text{АПВ}}) \omega_{\text{эл.и}} + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}, \quad (17)$$

Где $\omega_{\text{в.ст}}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{\text{в.ст}} = \omega_{\text{в}} + 2\omega_{\text{р}}; \quad (18)$$

α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha = 1$ если АПВ есть, $\alpha = 0$, если АПВ нет;

$\omega_{\text{эл.и}}$ – параметр потока отказов элемента, присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

$\alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}$ – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для четвертого выключателя равен:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{п}, \quad (19)$$

$$\omega_{в.ст} = 0,02 + 2 \cdot 0,01 = 0,04,$$

$$\omega_4 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \quad (20)$$

$$\omega_4 = 0,04 + 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,196$$

Для выключателя №13:

$$\omega_4 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left(\omega_9 + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_{т} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \quad (21)$$

$$\omega_4 = 0,04 + 0,012 \cdot \left(0,196 + (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) +$$

$$+ 0,013 \cdot 12 = 0,198,$$

где $q_{диф.з}$, $q_{г.з}$ – вероятности отказа дифференциальной и газовой защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_{в} = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{п} \cdot t_{в.п} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.и} \cdot t_{в.и} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} \right), \quad (22)$$

Для 4 выключателя определим:

$$q_4 = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{п} \cdot t_{в.п} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 \cdot t_{в.л} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \cdot t_{в.ш} \right) +$$

$$+\alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} \quad (23)$$

$$q_4 = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 \times \right. \\ \left. \times 0,166 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,991 \cdot 10^{-4} \right) + 0,013 \cdot 12 \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 5,502 \cdot 10^{-4}$$

Для 13 выключателя:

$$q_{13} = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{п} \cdot t_{в.п} + \alpha_{кз} \cdot \left(q_9 + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_{т} \cdot t_{в.т} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \cdot t_{в.ш} \right) + \\ + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} \quad (24)$$

$$q_{13} = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(5,52 \cdot 10^{-4} + \right. \\ \left. + (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 6,74 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,99 \cdot 10^{-4} \right) + \\ + 0,013 \cdot 12 \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 1,74 \cdot 10^{-4}$$

Эквивалентирова схему замещения получаем:

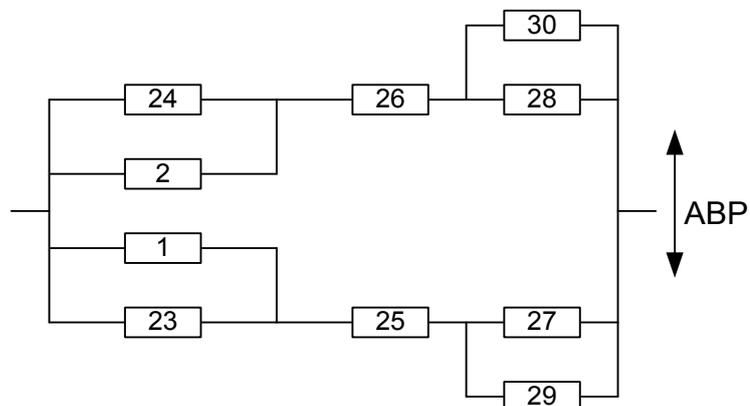


Рисунок 8 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{23} = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3, \quad (25)$$

$$\omega_{23} = 0,02 + 0,02 + 0,196 = 0,236,$$

$$\omega_{24} = \omega_{23} = 0,236,$$

$$\omega_{25} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_9 + \omega_{11}, \quad (26)$$

$$\omega_{25} = 0,196 + 0,03 + 0,196 + 0,02 = 0,443,$$

$$\omega_{26} = \omega_4 + \omega_6 + \omega_{10} + \omega_{12}, \quad (27)$$

$$\omega_{26} = 0,196 + 0,029 + 0,196 + 0,02 = 0,442,$$

$$\omega_{27} = \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19}, \quad (28)$$

$$\omega_{27} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297,$$

$$\omega_{28} = \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20}, \quad (29)$$

$$\omega_{28} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297,$$

$$\omega_{29} = \omega_{21} + \omega_{12} + \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} \quad (30)$$

$$\omega_{29} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,523$$

$$\omega_{30} = \omega_{21} + \omega_{11} + \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} \quad (31)$$

$$\omega_{30} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,523$$

$$q_{23} = q_1 + q_2 + q_3, \quad (32)$$

$$q_{23} = 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,674 \cdot 10^{-4} = 1,993 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{24} = q_{23} = 1,993 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{25} = q_5 + q_7 + q_9 + q_{11} \quad (33)$$

$$q_{25} = 5,634 \cdot 10^{-4} + 4,97 \cdot 10^{-5} + 5,634 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} = 1,19 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{26} = q_4 + q_6 + q_{10} + q_{12} \quad (34)$$

$$q_{26} = 5,5 \cdot 10^{-4} + 4,8 \cdot 10^{-5} + 5,5 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} = 1,164 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{27} = q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} \quad (35)$$

$$q_{27} = 1,741 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,39 \cdot 10^{-5} = 2,674 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{28} = q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} \quad (36)$$

$$q_{28} = 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,39 \cdot 10^{-5} = 2,672 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{29} = q_{21} + q_{12} + q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} \quad (37)$$

$$q_{29} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} +$$

$$+ 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,681 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{30} = q_{21} + q_{11} + q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} \quad (38)$$

$$q_{30} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5}$$

$$+ 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,683 \cdot 10^{-4},$$

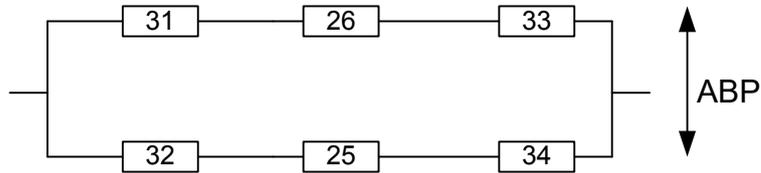


Рисунок 9 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{31} = \omega_2 \cdot q_{24} + \omega_{24} \cdot q_2, \quad (39)$$

$$\omega_{31} = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6},$$

$$\omega_{32} = \omega_1 \cdot q_{23} + \omega_{23} \cdot q_1, \quad (40)$$

$$\omega_{32} = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6},$$

$$\omega_{33} = \omega_{28} \cdot q_{30} + \omega_{30} \cdot q_{28} \quad (41)$$

$$\omega_{33} = 0,297 \cdot 4,683 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} = 2,79 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{34} = \omega_{27} \cdot q_{29} + \omega_{29} \cdot q_{27} \quad (42)$$

$$\omega_{34} = 0,297 \cdot 4,681 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} = 2,79 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{31} = q_2 \cdot q_{24}, \quad (43)$$

$$q_{31} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{32} = q_1 \cdot q_{23}, \quad (44)$$

$$q_{32} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{33} = q_{28} \cdot q_{30}, \quad (45)$$

$$q_{33} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

$$q_{34} = q_{27} \cdot q_{29}, \quad (46)$$

$$q_{34} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

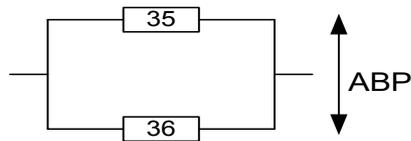


Рисунок 10 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{35} = \omega_{31} + \omega_{26} + \omega_{33}, \quad (47)$$

$$\omega_{35} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,442 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,442,$$

$$\omega_{36} = \omega_{32} + \omega_{25} + \omega_{33}, \quad (48)$$

$$\omega_{36} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,443 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,443 ,$$

$$q_{35} = q_{31} + q_{26} + q_{33} , \quad (49)$$

$$q_{35} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,164 \cdot 10^{-3} + 1,251 \cdot 10^{-7} = 1,164 \cdot 10^{-3} ,$$

$$q_{36} = q_{32} + q_{25} + q_{34} , \quad (50)$$

$$q_{36} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,192 \cdot 10^{-3} + 1,252 \cdot 10^{-7} = 1,192 \cdot 10^{-3} ,$$

Режимы работы схемы можно характеризовать следующими состояниями:

1) питание потребителя осуществляется от двух резервируемых цепей с отключенным секционным выключателем на ПС Городская (нормальный режим);

2) по одной цепи питание нарушено и осуществляется резервное питание от второй цепи;

3) обе цепи повреждены;

Для резервирования замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$Q_c = Q(S / A_1 A_2) \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + Q(S / \overline{A_1} A_2) \cdot Q(A_1) \cdot P(A_2) + , \quad (51)$$

$$+ Q(S / A_1 \overline{A_2}) \cdot P(A_1) \cdot Q(A_2) + Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2}) \cdot Q(A_1) \cdot Q(A_2) ,$$

где $Q(S / A_1 A_2)$ – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа аппаратуры;

$Q(S / \overline{A_1} A_2)$ – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента;

$Q(S / A_1 \overline{A_2})$ – то же при условии отказа во включении резервного элемента;

$Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2})$ – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении;

$P(A_1)$, $Q(A_1)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении;

$P(A_2)$, $Q(A_2)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01. Секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания за счет соседней секции и ее источника. Вероятность отказа во включении составляет 0,002.

В соответствии с условиями расчета имеем:

$$P(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98;$$

$$Q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02;$$

$$P(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998;$$

$$Q(A_2) = 0,002;$$

$$Q(S / \overline{A_1} A_2) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием);}$$

$Q(S / A_1 \overline{A_2}) = 0,5$ (так как половина потребителей теряет питание и неизвестно с какой секции присоединен данный потребитель);

$$Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием)}$$

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$Q(S / A_1 A_2) = (q_{35} + q_{36}) \cdot 0,002 \quad (52)$$

$$Q(S / A_1 A_2) = (1,164 \cdot 10^{-3} + 1,192 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,002 = 4,714 \cdot 10^{-6}$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$Q_c = 4,714 \cdot 10^{-6} \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + \\ + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 4,61 \cdot 10^{-6}$$

Согласно [27, с.70] значение суммарной частоты отключений для системы с резервированием определяются по формуле:

$$\omega_c = p_c \omega_1 + q_c \omega_2 \quad (53)$$

$$\omega_c = (1 - 4,61 \cdot 10^{-6}) \cdot 0,442 + 4,61 \cdot 10^{-6} \cdot 0,443 = 0,442$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{bc} = \frac{q_c}{\omega_c} \text{ ч.} \quad (54)$$

$$t_{bc} = \frac{4,61 \cdot 10^{-6}}{0,442} \cdot 8760 = 9,14 \text{ ч.}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} \text{ лет.} \quad (55)$$

$$T_c = \frac{1}{0,442} = 2,26 \text{ лет.}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot p(P) \cdot T_{\text{п}}, \quad (56)$$

где P – средняя отключаемая мощность, МВт;

$p(P)$ – вероятность состояния отказа;

$T_{\text{п}}$ – время простоя, определяемое временем восстановления.

$$W_{\text{нед}} = 3,5 \cdot 10^3 \cdot 4,61 \cdot 10^{-4} \cdot 9,14 = 14,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

7.1 Определение параметров схемы замещения

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

1. Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
2. Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
3. Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
4. Считают, что трехфазная система является симметричной;
5. Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
6. При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активными сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость и невозгораемость, а

коммутационные аппараты – на коммутационную способность и износостойкость. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать модель расчета токов КЗ и выбора электрооборудования, оценить методы и средства ограничения токов КЗ.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников (вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями) на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ. При этом в общем случае допускается не учитывать механические колебания шинных конструкций.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение и схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание должен производиться с учетом конструкции системы гибких проводников, значения тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем шины 35 кВ ПС 10/70 и шины 10 кВ ПС 10/70 (К-2). Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных

единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации. Данный метод подробно изложен в [11].

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: S_6 – базовой мощностью, МВ·А; U_6 – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_6 = 1000$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_6 = U_{cp}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

Составим схему замещения сети для прямой последовательности:

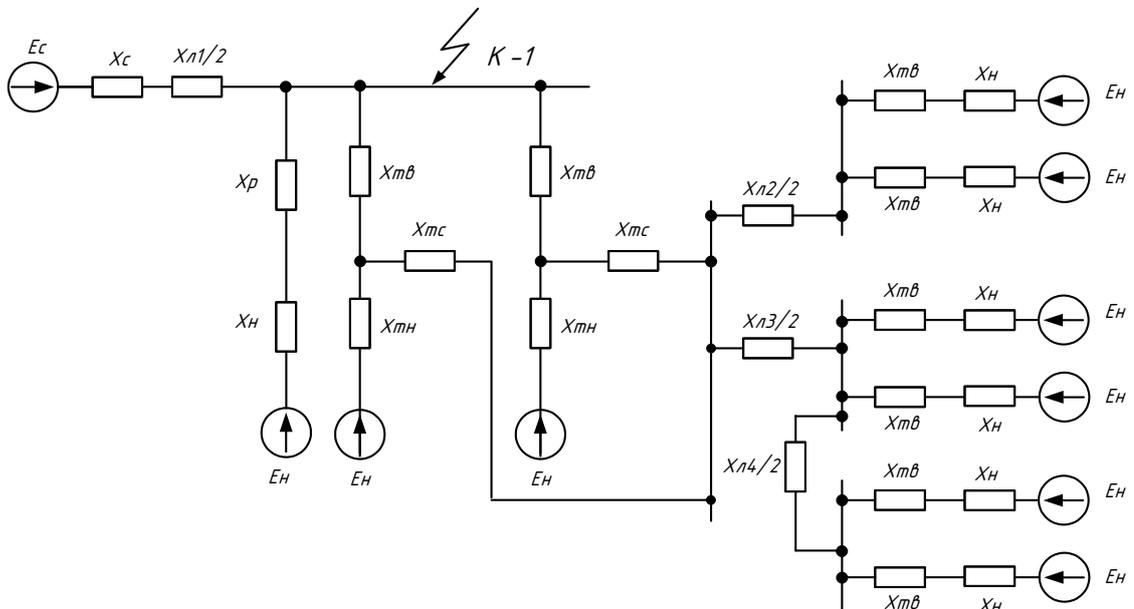


Рисунок 11 – Схема замещения прямой последовательности

Определим величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, приведенных к базовым условиям.

Значения сверхпереходных ЭДС и сопротивления источников питания приняты в соответствии с рекомендациями [15, с. 99]:

- для системы $E_c'' = 1$;
- для генераторов $E_g'' = 1,08$, $X_g = 0,125$ так как $P_{ном г} < 100$ МВт .

При расчетах токов КЗ следует учитывать влияние каждой комплексной нагрузки. В общем случае ток КЗ от комплексной нагрузки следует определять как геометрическую сумму токов от отдельных элементов. Так как преобладает коммунально-бытовая нагрузка, то согласно [11, с.60] состав потребителей узла комплексной нагрузки следующий:

Таблица 6 –Состав комплексной нагрузки

Потребители комплексной нагрузки	Состав потребителей узла, %
1	2
СД высоковольтн.	50
АД высоковольтн.	10
АД низковольтные	15
Электрическое освещение	25

Принимаем следующие параметры комплексной нагрузки [11, с.60]:

$$E_H'' = 1,03 ;$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} \quad (57)$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{100}{17,84} = 1,85 \text{ о.е.}$$

где S_H – суммарная мощность нагрузки, принимаем по таблице 10.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} \quad (58)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{2П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} \text{ о.е.},$$

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 19,304 \cdot 35} = 0,026 \text{ о.е.},$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ ПС 10/70.

Определим сопротивление трансформатора на ПС Ледяная:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) \quad (59)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (42,7 + 11,2 - 27,9) = 13\%.$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) \quad (60)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (11,2 + 29,7 - 42,7) = 1,8\%.$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) \quad (61)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (27,9 + 42,7 - 11,2) = 29,7\%.$$

$$X_{3ATB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{TB}} \quad (62)$$

$$X_{3ATB} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,052 \text{ о.е.}$$

$$X_{3ATH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{TB}} \quad (63)$$

$$X_{3ATH} = \frac{29,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,119 \text{ о.е.}$$

$$X_{3ATC} = \frac{U_{KC\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{TB}} \quad (64)$$

$$X_{3ATC} = \frac{1,8}{100} \cdot \frac{100}{63} = 7 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.}$$

Сопротивления ЛЭП:

$$X_{Л1} = X'_{Л1} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}1}^2} \quad (65)$$

$$X_{Л1} = 0,65 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,005 \text{ о.е.}$$

где $X'_{Л1}$ – сопротивление линии.

Для $X_{Л4}$ сопротивление равно:

$$X_{Л4} = \left(X_{12,13} + X_{13,51} + \frac{(X_{18,19} + X_{19,23}) \cdot (X_{51,22} + X_{22,23})}{X_{18,19} + X_{19,23} + X_{51,22} + X_{22,23}} + X_{23,24} \right) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}1}^2} \quad (66)$$

$$X_{Л4} = \left(1,24 + 0,32 + \frac{(1,9 + 0,48) \cdot (1,9 + 1,67)}{1,9 + 0,48 + 1,9 + 1,67} + 1,07 \right) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,005 \text{ о.е.}$$

7.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для определения тока короткого замыкания необходимо привести исходную схему замещения к расчетной радиальной схеме путем последовательных преобразований.

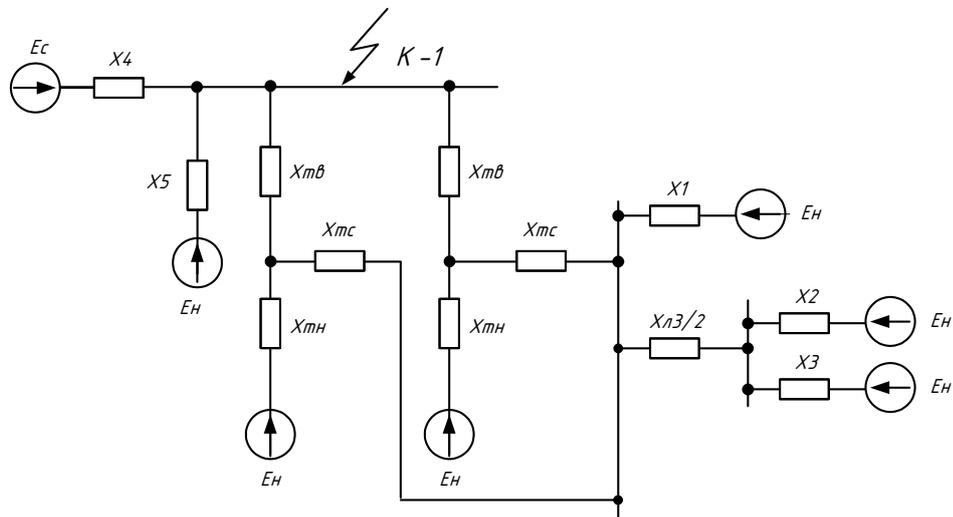


Рисунок 12 – Преобразование № 1

После первого преобразования получим:

$$X_1 = X_{T1} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (67)$$

$$X_1 = 0,097 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_{T2} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (68)$$

$$X_2 = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = X_{T3} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (69)$$

$$X_3 = 0,099 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = X_{ATH} + X_{\Gamma} \text{ o.e.} \quad (70)$$

$$X_4 = 0,081 + 0,125 = 0,206 \text{ o.e.}$$

$$X_5 = X_{T5} + X_{\Gamma} \text{ o.e.} \quad (71)$$

$$X_5 = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.}$$

$$X_6 = X_{T6} + X_{\Gamma} \text{ o.e.} \quad (72)$$

$$X_6 = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.}$$

$$X_{11} = \frac{X_{\pi 3} \cdot X_{\pi 4}}{X_{\pi 3} + X_{\pi 4}} \text{ o.e.} \quad (73)$$

$$X_{11} = \frac{0,056 \cdot 0,031}{0,056 + 0,031} = 0,02 \text{ o.e.}$$

$$X_{12} = \frac{X_{11} \cdot X_{\pi 5}}{X_{11} + X_{\pi 5} + X_{\pi 6}} + X_{3ATC} \text{ o.e.} \quad (74)$$

$$X_{12} = \frac{0,02 \cdot 0,146}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,007 = 0,015 \text{ o.e.}$$

$$X_{13} = \frac{X_{11} \cdot X_{\pi 6}}{X_{11} + X_{\pi 5} + X_{\pi 6}} + X_{\pi 1} \text{ o.e.} \quad (75)$$

$$X_{13} = \frac{0,02 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,005 = 0,015 \text{ o.e.}$$

$$X_{14} = \frac{X_{J5} \cdot X_{J6}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} \text{ o.e.} \quad (76)$$

$$X_{14} = \frac{0,146 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} = 0,077 \text{ o.e.}$$

$$X_{H1} = X_H + X_{3ATH} \text{ o.e.} \quad (77)$$

$$X_{H1} = 1,85 + 0,12 = 1,97 \text{ o.e.}$$

$$X_7 = X_{2ATB} + X_{2ATC} \text{ o.e.} \quad (78)$$

$$X_7 = 0,01 + 0,026 = 0,036 \text{ o.e.}$$

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \text{ o.e.} \quad (79)$$

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22}} = 0,07 \text{ o.e.}$$

$$X_{16} = X_4 + X_{ATC} + \frac{X_4 \cdot X_{ATC}}{X_{ATB}} \text{ o.e.} \quad (80)$$

$$X_{16} = 0,206 + 0,004 + \frac{0,206 \cdot 0,003}{0,044} = 0,228 \text{ o.e.}$$

$$X_{17} = X_{ATB} + X_{ATC} + \frac{X_{ATB} \cdot X_{ATC}}{X_4} \quad (81)$$

$$X_{17} = 0,044 + 0,004 + \frac{0,044 \cdot 0,003}{0,206} = 0,049 \text{ o.e.}$$

$$X_{18} = X_4 + X_{ATB} + \frac{X_4 \cdot X_{ATB}}{X_{ATC}} \text{ o.e.} \quad (82)$$

$$X_{18} = 0,206 + 0,044 + \frac{0,206 \cdot 0,044}{0,003} = 2,581 \text{ o.e.}$$

$$X_{19} = \frac{X_7 \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \text{ o.e.} \quad (83)$$

$$X_{19} = \frac{0,036 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,011 \text{ o.e.}$$

$$X_{20} = \frac{X_{C3} \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \text{ o.e.} \quad (84)$$

$$X_{20} = \frac{0,023 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,007 \text{ o.e.}$$

$$X_{21} = \frac{X_7 \cdot X_{C3}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \text{ o.e.} \quad (85)$$

$$X_{21} = \frac{0,036 \cdot 0,023}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,01 \text{ o.e.}$$

$$X_{22} = \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}}} \text{ о.е.} \quad (86)$$

$$X_{22} = \frac{1}{\frac{1}{0,074} + \frac{1}{0,228}} = 0,056 \text{ о.е.}$$

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_6} + \frac{1}{X_{18}}} \text{ о.е.} \quad (87)$$

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{0,223} + \frac{1}{0,223} + \frac{1}{2,581}} = 0,107 \text{ о.е.}$$

$$X_{24} = X_{19} + X_{14} \text{ о.е.} \quad (88)$$

$$X_{24} = 0,011 + 0,077 = 0,088 \text{ о.е.}$$

В результате преобразований получаем следующую расчетную схему:

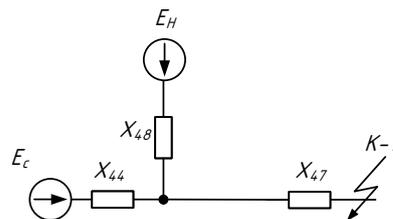


Рисунок 13 - Результирующая схема замещения прямой последовательности

$$X_{44} = 0,058 \text{ о.е.,}$$

$$X_{47} = 0,031 \text{ о.е.,}$$

$$X_{48} = 3,103 \text{ о.е.}$$

7.3 Схема замещения, параметры схемы замещения обратной последовательности

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме замещения прямой последовательности. Отличие состоит лишь в том, что ЭДС всех источников в схеме обратной последовательности условно принимаются равными нулю, а значения сопротивлений обратной последовательности синхронных машин и нагрузок отличаются от значений сопротивлений прямой последовательности.

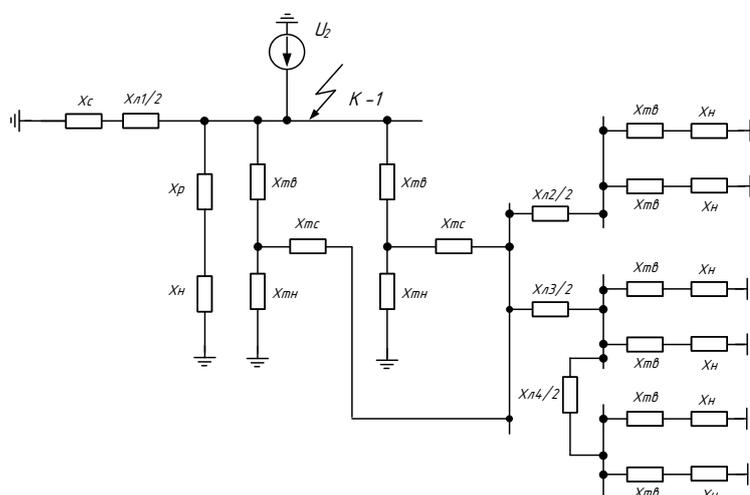


Рисунок 14 – Схема замещения обратной последовательности

Сопротивления турбогенераторов в качестве приближенных соотношений принимают:

$$X_{2Г} = 1,22 \cdot X_d'' \text{ о.е.} \tag{89}$$

$$X_{2Г} = 1,22 \cdot 0,125 = 0,153 \text{ о.е.}$$

Эквивалентирруя схему обратной последовательности получаем результирующую схему замещения:

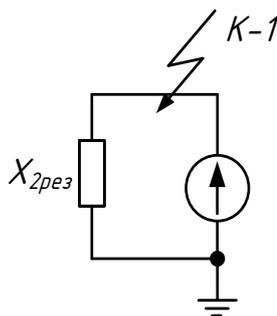


Рисунок 15 – Результирующая схема замещения обратной последовательности

Суммарное сопротивление обратной последовательности равно:

$$X_{2рез}=0,02\text{о.е.}$$

7.4 Схема замещения, параметры схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности по структуре значительно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы.

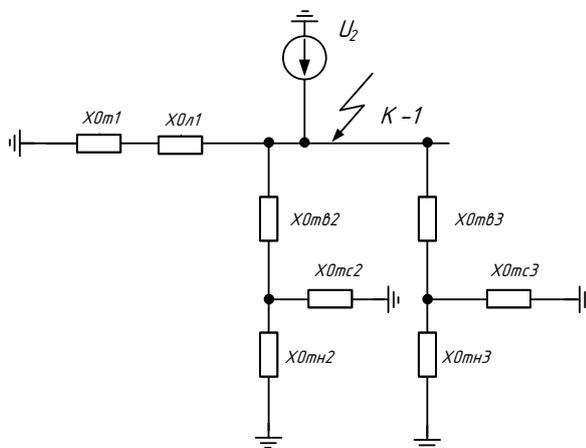


Рисунок 16 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивления нулевой последовательности воздушных линий и нагрузок отличаются от сопротивлений этих элементов в прямой и обратной последовательности. Так как молниезащита линий выполнена стальными тросами то сопротивления нулевой последовательности равны:

$$X_{0Л} = 3 \cdot X_{Л}, \text{ о.е.} \quad (90)$$

$$X_{0Л1} = 0,015$$

Сопротивления трансформаторов и автотрансформаторов входящих в схему замещения равны сопротивлениям прямой последовательности.

Эквивалентирова схему нулевой последовательности получаем результирующую схему замещения:

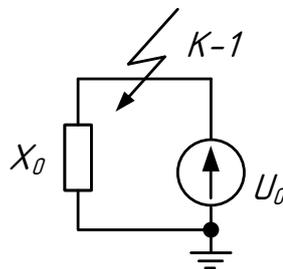


Рисунок 17 – Результирующая схема замещения нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности равно:

$$X_0 = 0,022 .$$

7.5 Расчет токов КЗ

$$I_{II0}^{(3)} = \frac{E''}{X_{рез}} \cdot I_{\delta}, \text{ кА}, \quad (91)$$

где I_{δ} – базовый ток;

$X_{рез}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ.

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \text{ кА} \quad (92)$$

$$I_{\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,251 \text{ кА} \quad (93)$$

$$I_{II01}^{(3)} = \frac{E_H \cdot I_{\delta}}{X_{48}} \text{ кА};$$

$$I_{II01}^{(3)} = \frac{1,03 \cdot 0,251}{2,985} = 0,087 \text{ кА}; \quad (94)$$

$$I_{II02}^{(3)} = \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\delta}}{X_{44}} \text{ кА}; \quad (95)$$

$$I_{II02}^{(3)} = \frac{1,08 \cdot 0,251}{0,058} = 4,641 \text{ кА};$$

$$I_{II03}^{(3)} = \frac{E_C \cdot I_{\delta}}{X_{47}} \text{ кА}; \quad (96)$$

$$I_{II03}^{(3)} = \frac{1 \cdot 0,251}{0,04} = 6,273 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = I_{\Pi 01}^{(3)} + I_{\Pi 02}^{(3)} + I_{\Pi 03}^{(3)} \text{ кА.} \quad (97)$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = 0,087 + 4,641 + 6,273 = 11,001 \text{ кА.}$$

Определение несимметричных коротких замыканий.

По абсолютному значению ток несимметричного КЗ пропорционален току прямой последовательности при данном виде КЗ:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{K1}^{(n)} \quad (98)$$

где n – индекс вида КЗ;

$m^{(n)}$ – коэффициент пропорциональности, значение которого зависит от вида КЗ;

$I_{K1}^{(n)}$ – ток прямой последовательности для данного вида КЗ, который определяется по выражению:

$$I_{\kappa 1}^{(n)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)}} \cdot I_{\sigma}, \quad (99)$$

где $\Delta X^{(n)}$ – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного КЗ и параметрами схем замещения обратной и нулевой последовательностей.

Двухфазное КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2} \cdot I_{\sigma} \text{ кА,} \quad (100)$$

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{1,033}{0,024 + 0,02} \cdot 0,251 = 5,95 \text{ кА,}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 1}^{(2)} \text{ кА.} \quad (101)$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 5,95 = 10,306 \text{ кА.}$$

Однофазное КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} \text{ кА,} \quad (102)$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{1,033}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 4,078 \text{ кА,}$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot I_{\kappa 1}^{(1)}. \quad (103)$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot 4,078 = 12,233 \text{ кА.}$$

Расчет апериодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного КЗ:

$$I_{n0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E''}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} \text{ кА} \quad (104)$$

$$I_{n0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1,08}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 12,8 \text{ кА}$$

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0}^{(1)} \text{ кА.} \quad (105)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 12,8 = 18,096.$$

Ударный ток.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \text{ кА,} \quad (106)$$

где k_{y0} – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [15, с.110] принимаем среднее значение $k_{y0} = 1,935$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 12,796 = 35,02 \text{ кА.}$$

Приведем таблицу расчетных значений токов КЗ и их составляющих для трех расчетных точек.

Таблица 7 – Значение токов КЗ

Вид КЗ, составляющие тока КЗ	Точка КЗ	
	К – 1, на шинах 35 кВ ПС 10/70	К – 2, на шинах 10 кВ ПС 10/70
1	2	3
ток трехфазного КЗ $I_{\Pi 0}^{(3)}$, кА	11	11,69
ток двухфазного КЗ $I_{\kappa}^{(2)}$, кА	10,78	10,36
ток однофазного КЗ $I_{\kappa}^{(1)}$, кА	12,8	10,16

апериодическая сост. тока КЗ i_{a0} , кА	18,1	16,53
ударный ток КЗ i_{y0} , кА	35,02	28,38

8 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ 10/70

8.1 Выбор типа подстанции, разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение

В подробной однолинейной схеме необходимо указать основное электрическое оборудование, установленное на подстанции. К основному оборудованию относятся: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, гибкие шины. Все основное оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Подробная однолинейная схема подстанции Седанка изображена на листе графической части дипломного проекта.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов

РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

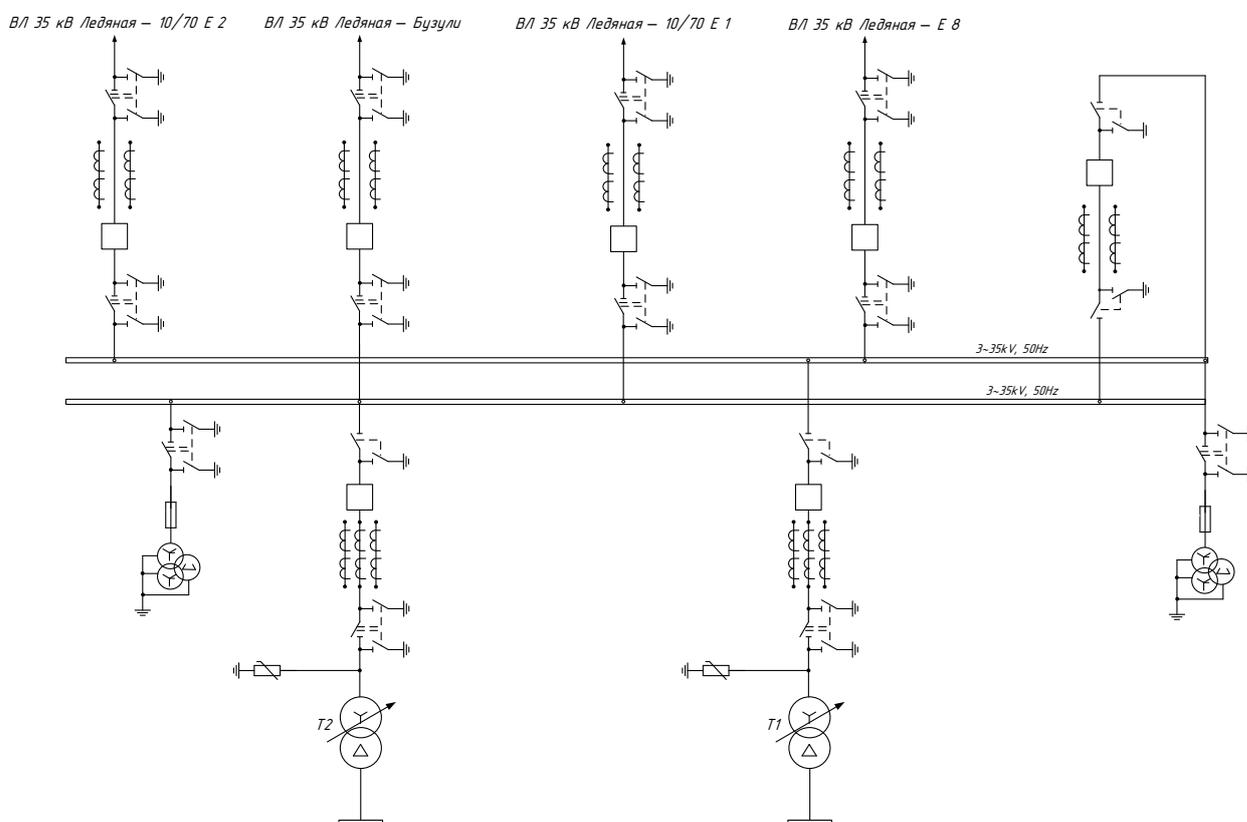


Рисунок 18 – Подстанция 10/70

Выбираем схему подстанции 10/70 – одна рабочая секционированная выключателем система шин. Такая схема применяется для узловых подстанций.

8.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_1} \text{ А}; \quad (107)$$

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{3,66}{\sqrt{3} \cdot 35} = 60 \text{ А}$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_3} \text{ А}; \quad (108)$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{3,66}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 201 \text{ А}$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные выключатели РУ 35 кВ, а также на выходе трансформаторов 35 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу.

Таблица 8– Выключатель ВВН-СЭЦ-3-35-25/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 60 \text{ А}$	$I_{P_{\max}} = 431 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 10 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,91 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$

$I_{ВКЛ} = 8 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,13 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 8 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 2,13 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

На низкой стороне выбран КРУН наружной установки 10 кВ марки К-59ХЛ1 со встроенными выключателями марки ВВ/TEL-10-20/630 с электромагнитным приводом.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$W_K = I_{кз}^2 * (t_{защ} + T_a) \quad (109)$$

$$W_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{аном} = \sqrt{2} * \beta_H * I_{откл} \quad (110)$$

Если в исходных данных выключателей нет информации о β_H , ее можно определить по формуле:

$$\beta_H = I_a / (\sqrt{2} I_{ПО}) \quad (111)$$

$$\beta_H = 0,6$$

Тогда: $i_{аном} = 16,97 \text{ кА}$

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H,MAX} = 201 \text{ А}$	$I_{P,MAX} = 1,53 \text{ кА}$	$I_{P,MAX} \leq I_{H,MAX}$

$I_{СКВ} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН}$
$I_{ВКЛ} = 51 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,56 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТ КЛ} = 20 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 9,56 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{АНОМ} = 16,97 \text{ кА}$	$I_{At} = 12,8 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$

8.3 Выбор разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта. Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбор разъединителей проводится также как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На стороне высокого напряжения выберем разъединители марок РНДЗ-2-35-600.

Таблица 10 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 60 \text{ А}$	$I_p = 422 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$B_{К.ГН} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН.ГН}$
$B_{К.ЗН} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН.ЗН}$
$I_{СКВ ГН} = 64 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,91 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$

8.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для

отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:- при $U_n \geq 110$ кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Трансформаторы тока выбираются:

-по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (112)$$

-по току

$$I_{ном} \leq I_{ном}, \quad (113)$$

$$I_{мах} \leq I_{ном} \quad (114)$$

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

-по конструкции и классу точности;

-по электродинамической стойкости;

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{ном}, \quad (115)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

-по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_T * I_{ном})^2 t_T, \quad (116)$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_T – время термической стойкости, величина справочная;

-по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (117)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2. \quad (118)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_K \quad (119)$$

Прежде чем преступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные

сечения должны быть 2.5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно –6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}} \quad (120)$$

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			A	B	C
1	2	3	4	5	6
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Ртутный 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		18,5	–	18,5
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Ртутный 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_2 \text{ доп} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (121)$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-35-3-2 УХЛ1 100/5.

Определим нагрузку на трансформатор тока по формуле:

$$R_{\text{НАГ Р}} = \sum R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (122)$$

$$R_{\text{ПР}} = R_{2\text{ДОП}} - \sum R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{К}} \quad (123)$$

где $R_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$R_{2\text{ДОП}}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$$(R_{2\text{ДОП}} = 0,4 \text{ Ом})$$

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = S_{\text{ПРИБ}} / I_2^2, \quad (124)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами, $S_{\text{ПРИБ}} = 6,5 \text{ ВА}$,

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$;

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = 0,26 \text{ Ом}$$

$R_{\text{К}}$ - сопротивление контактов ($R_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$)

$$R_{\text{ПР}} = 0,84 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho * \ell}{R_{\text{пр}}}, \quad (125)$$

где ℓ – длина соединительных проводов ($\ell = 60 \text{ м}$);

Таблица 12 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	$\ell, \text{м}$
1	2
10	5-6
35	60-80
220	100-120

ρ - удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283$$

В результате получим:

$$S = 2,02 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АПРФ 3-х жильный с сечением 4 мм^2 .

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho * \ell}{S} \quad (126)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,106 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} = 0,425 \text{ Ом} \quad (127)$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Таблица 13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 422 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$B_K = 5043 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{дин} = 106 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,91 \text{ кА}$	$k_{дин} * \sqrt{2} I_H \geq i_{уд}$
$S_{доп} = 4 \text{ мм}^2$	$S = 2,02 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{доп}$

Выберем трансформатор тока на стороне низкого напряжения

Таблица 14 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-10-1-У2 200/5.

Определим сечение проводов по формуле (25), для $l = 5 \text{ м}$:

$$S = \frac{\rho * l}{R_{пр}}, \quad (128)$$

$R_{пр}$ определяется по выражению, для $R_{2доп} = 0,6$

$$R_{пр} = R_{2доп} - \sum R_{приб} - R_K \quad (129)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,28$$

В результате получим:

$$S = 0,516 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АКП 3-х жильный с сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho * \ell}{S} \quad (130)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,0578 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_{\text{нагр}} = Z_{\text{нагр}} = 0,3778 \text{ Ом}$$

Таблица 15 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 1,49 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{\text{н}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{\text{н}} = 0,3778 \text{ Ом}$	$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н}}$
$B_{\text{к}} = 94,09 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 17,68 \text{ кА}$	$k_{\text{дин}} * \sqrt{2} I_{\text{н}} \geq i_{\text{уд}}$
$S_{\text{доп}} = 2,5 \text{ мм}^2$	$S = 0,516 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{\text{доп}}$

8.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Трансформаторы напряжения выбираются:

-по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (131)$$

-по конструкции и схеме соединения;

-по классу точности;

-по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (132)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В*А.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} * \cos \varphi_{прив}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} * \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (133)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НАМИ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на

землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{ расч.}}$. Приблизительно, без учета схемы включения приборов, $S_{2\text{ расч}}$ можно определить по выражению

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (134)$$

За $S_{\text{доп}}$ принимается, для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя НАМИ – удвоенная мощность одного НАМИ.

Таблица 16 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Число обмоток прибора	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	Э-335	1	-	2
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	-	10
Варметр	Д-335	3	2	1,5
Ваттметр	Д-335	3	2	1,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Частотомер	Н-397	1		7
Сумма				73

Трансформаторы напряжения устанавливаются на сторонах ВН, НН.

Таким образом, с учетом всего выше изложенного, вторичная нагрузка трансформатора напряжения на ВН составит соответственно:

$$P_2\Sigma = 42 \text{ Вт};$$

$$Q_2\Sigma = 48,4 \text{ В*Ар}$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_2\Sigma = 64,0 \text{ В*А}.$$

Выбираем на ВН трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1

Таблица 17 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 150 \text{ В*А}$	$S_{Р} = 64 \text{ В*А}$	$S_{Н} \geq S_{Р}$

На стороне НН вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$P_2\Sigma = 36 \text{ Вт};$$

$$Q_2\Sigma = 48,4 \text{ В*Ар}$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_2\Sigma = 60 \text{ В*А}.$$

На стороне НН выбираем два трансформатора напряжения типа НАМИ-10-У2.

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ В*А}$	$S_P = 60 \text{ В*А}$	$S_H \geq S_P$

8.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

- по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}} \quad (135)$$

- по термическому действию тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (136)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_K - A_H} = \text{const}, \quad (137)$$

Можно принять для медных шин и кабелей – $C = 165$;

Для алюминиевых шин и кабелей – $C = 88$;

Для стальных шин – $C = 70$;

A - абциссы зависимости $Q = f(j; t; \text{материал шин})$,

Здесь Q - температура нагрева шин,

t – время протекания процесса нагрева;

-по электродинамическому действию тока КЗ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{\text{к.расч}} \leq Q_{\text{к.доп}}, \quad (138)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 120/19 .

$$d = 15,2 \text{ мм},$$

$$I_{\text{доп}} = 309 \text{ А}$$

Проверка шин на сжестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

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

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

$$I_{\text{max}}=1490 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУН, небольшой длины и находится в пределах подстанции.

Принимаем двухполосные шины 2х(60х8) с допустимым током

$$I_{\text{доп}}=1680\text{А.}$$

Определим минимальное допустимое сечение по формуле, мм² :

$$q_{\text{min}} = \sqrt{B_k} / C \quad (139)$$

$$B_k=10,67 \text{ (кА)}^2\text{с ;}$$

$$C=91$$

$$q_{\text{min}}=35,9 < 2 \times 480 \text{мм}^2$$

Если шины на изоляторах располагаются плашмя, то момент инерции можно определить по формуле:

$$J=b \cdot h^3/6, \text{ см}^4 \quad (140)$$

$$J=288$$

$$l_2 = 173.2 / 200 \times (\sqrt{J/q}), \text{ м} \quad (141)$$

$$l_2=2,45$$

Определяем расстояние между прокладками, м:

$$l_{\text{II}} \leq 0,216 \times \sqrt{a_{\text{II}} / i_{y\delta}} \times \sqrt[4]{(E \times J) / K_{\phi}} \quad (142)$$

$$l_{\text{II}}=1,53$$

$$a_{\Pi}=2*b=1,6; \quad (143)$$

$$K_{\phi}=0,25$$

$$l_{\Pi} \leq 0,133 \times \sqrt{(E \times J) / m_{\Pi}} \quad (144)$$

$$l_{\Pi}=0,46 \text{ м}$$

где $m_{\Pi}=1,3 \text{ кг/м}$ – масса полосы

Окончательно принимаем:

$$l_{\Pi}=0,46 \text{ м.}$$

Тогда число прокладок в пролете можно определить по формуле:

$$N=(l/l_{\Pi})-1 \quad (145)$$

$$N=5.52$$

Окончательно принимаем $N=6$.

При наличии шести прокладок в пролете расчетный пролет равен:

$$L_{\Pi}=l/(N+1) \quad (146)$$

$$L_{\Pi}=0,429 \text{ м}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$F_{\Pi}=(K_{\phi} * i_{\text{уд}}^2 * 10^{-7})/4b \quad (147)$$

где $b=0.008$ м

$$F_{\Pi}=475,5 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале полос можно определить по формуле:

$$\sigma_{\Pi}=(f_{\Pi} * l_{\Pi}^2)/12 * W_{\Pi} \quad (148)$$

$$W_{\Pi}=(b^2 * h)/6 \quad (149)$$

$$\sigma_{\Pi}=1,35 \text{ МПа} \quad (150)$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по формуле:

$$\sigma_{\Phi} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times (l_2 \times i_{\text{уд}}^2) / a \times W_{\Phi} \quad (151)$$

$$W_{\Phi}=(b * h^2)/3 \quad (152)$$

$$\sigma_{\Phi}=0,244 \text{ МПа}$$

Найдем расчетное значение напряжения в материале шин:

$$\sigma_{\text{расч}}=\sigma_{\Phi}+\sigma_{\Pi} \quad (153)$$

$$\sigma_{\text{расч}}=1,6 < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, шины механически прочны.

8.7 Выбор и проверка изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (154)$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{доп}. \quad (155)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОСПК-2-6,3/75-II-УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2000 = 1200 \quad (156)$$

Высота изолятора равна:

$$H_{из} = 215 \text{ мм}. \quad (157)$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L \quad (158)$$

$$F_{расч} = 209,448 \cdot 1,2 = 251,386$$

Так как допустимая сила меньше расчетной, то изолятор может быть принят к установке.

Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$F_{расч} = 0.6 F_{разр} = F_{доп} . \quad (159)$$

где $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, [6, с. 227, табл. 4.3];

8.8 Выбор трансформатора собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице.

Таблица 19 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
1	2	3	4	5	6
Охлаждение трансформатора ТМН -5600/35	2×1	2	0,62	2	1,24
Подогрев выключателей	3×15,8	47,4	0	47,4	
Подогрев приводов разъединителей	1×8	8	0	8	

ЗРУ 10 кВ	1×5	5	0	5	
ОПУ	1×60	60	0	60	
Освещение ОРУ 35 кВ	2	2	0	2	
Позарядно- зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Подогрев шкафов КРУ	1×10	18	0	18	
Итого				206,4	2,17

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{ТСН} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{206,4^2 + 2,17^2} = 165,608 \text{ кВ} \quad (160)$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250 – 10У1, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

8.9 Выбор ячеек КРУ на ПС 10/70

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;

- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Масляные выключатели не применяются. Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирм «SIEMENS», «AREVA», «SCHNEIDER ELECTRIC», «ABB» и других ведущих зарубежных производителей.

Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}; \quad (161)$$

- по длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}};$$

$$k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч.}}$$

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}} \quad (162)$$

где $i_{a.ном}$ – номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{норм}$ – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, % [17, с.238];

$i_{ат}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{з\ min} + t_{с.в} \quad (163)$$

где $t_{з\ min}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, \quad (164)$$

$$I_{вкл} \geq I_{п0}, \quad (165)$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; \quad (166)$$

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (167)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (168)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ [17, с.155].

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [17, с.110].

На примере произведем выбор выключателя на ф.1 ПС 10/70

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 95А, в послеаварийном режиме при питании ф.1 ПС 10/70 составляет $I_{\text{max}}=182,8\text{А}$.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) \quad (169)$$

$$W_k = 4,38^2 \cdot (1 + 0,01) = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭ-М-6-20
 Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} \text{ с.} \quad (170)$$

$$\tau = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \text{ кА} \quad (171)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным

$$I_{пт} = I_{п0}. \quad (172)$$

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} \text{ кА.} \quad (173)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (174)$$

Результаты выбора выключателя ф.1 на ПС 10/70 сведены в следующей таблице.

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=182,8 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 4,38 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,51 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,38 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,96 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 19,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выбор трансформатора тока

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

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}; \quad (175)$$

– по току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}; \quad (176)$$

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

– по конструкции и классу точности;

– по электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (177)$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}; \quad (178)$$

– по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}; \quad (179)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по

интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет $S_{\text{НОМА}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность $S_{\text{НОМВ}}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность: $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СС3020 - щитовой цифровой частотометр, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность составляет $5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет $9 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице.

Таблица 21 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции 10/70

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 АРТ	4,5	–	4,5

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6
	Итого:		18,5	–	18,5
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5		8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 9,96 \text{ кА},$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (180)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (181)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (182)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \text{ Ом} \quad (183)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (184)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \text{ Ом} \quad (185)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (186)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 1- класс точности) сводим в таблицу.

Таблица 22 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=462 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Таблица 23 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{сет.НОМ}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}$
$I_{НОМ}=300$ А	$I_{расч}=231$ А	$I_{НОМ} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=100$ кА	$i_{уд}=9,96$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992$ кА ² · с	$B_k = 4,42$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2НОМ}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Таблица 24– Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{сет.НОМ}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}$
$I_{НОМ}=200$ А	$I_{расч}=182,8$ А	$I_{НОМ} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=52$ кА	$i_{уд}=9,96$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 306,25$ кА ² · с	$B_k = 4,42$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2НОМ}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки

$$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}; \quad (187)$$

– конструкции и схеме соединения обмоток;

– классу точности;

– вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma} \quad (188)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (189)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
1	2	3	4	5	6	7
Вольтметр	СВ 3020	4	1	1	0	8
Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	2	1	0	10
Варметр	СР3020-ВАР	5	2	1	0	10
Счетчик АЭ	Меркурий 236 АРТ	9	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ						
Итого						109

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 + 5 \cdot 2 + 5 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 92,82 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-УХЛ(2) (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице.

Таблица 26 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}}=400 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma}=92,82 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ. Они играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов – исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбираем на стороне 10 кВ разъединитель марки РВЗ-10/400УХЛ2 по напряжению установки ($U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$), по току продолжительного режима ($I_{\text{max}} = 182,8 \text{ А}$). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Таблица 27 – Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}}= 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$

$I_H = 400 \text{ А}$	$I_P = 182,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,921 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1024 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 22,71 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 22,71 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ 10/70

9.1 Заземление подстанции 10/70

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [22] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (190)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с изолированной нейтралью рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (191)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 35 кВ составляет 89,4 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 35 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{35 \cdot 89,4}{350} = 9 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{9} = 28 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Согласно плану ПС 10/70, представленному на 5 листе графической части, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя:

$$d = 10 \text{ мм},$$

$$L_B = 5 \text{ м.}$$

Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (192)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^3 + c_k \cdot \ln(T)^3 + d_k, \text{ мм} \quad (193)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6 × 6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 \text{ м.} \quad (194)$$

$$L = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 \quad (195)$$

$$m = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) \text{ м.} \quad (196)$$

$$L = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q \cdot l_B}{l_B}}, \quad (197)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62 ,$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (198)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_B/\sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (199)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (200)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Контур заземления подстанции 10/70 приведен на листе графической части дипломного проекта.

9.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в

которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов подстанции 10/70, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ [31];
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [31].

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h \text{ м}; \quad (201)$$

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м};$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot 19 = 0,85 \cdot 21 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0.1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 \text{ м}; \quad (202)$$

$$r_{0.1} = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м};$$

$$r_{0.2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 \text{ м}; \quad (203)$$

$$r_{0.2} = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два отдельностоящих молниеотвода (лист графической части).

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (204)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (205)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} \text{ м} \quad (206)$$

$$h_{cr12} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) \text{ м}, \quad (207)$$

$$r_{1.1} = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м},$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right) \text{ м} \quad (208)$$

$$r_{2.1} = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{м-м} \leq 2 h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{с0} = r_0$.

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{с1} = r_{с01} \cdot \left(\frac{h_{ср1} - h_{об1}}{h_{ср1}} \right) \text{ м} \quad (209)$$

$$r_{с1} = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м}$$

$$r_{с2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} \text{ м} \quad (210)$$

$$r_{c12} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м}$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС 10/70 приведены на 4 листе графической части дипломного проекта.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны .

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

10.1 Защита трансформатора

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности, дифференциальная защита.

– защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На подстанции 10/70 35/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 5600 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

10.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (211)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны Н.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} \text{ А,}$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{5600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,98 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{5600}{\sqrt{3} \cdot 11} = 209,95 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.тт.В}}}{I_{\text{н.тт.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.тт.Н}}}, \quad (212)$$

где $K_{\text{тр.тт.Н}} = I_{\text{н.тт.П}} / I_{\text{н.тт.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.тт.П}}$, $I_{\text{н.тт.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.тт.ВН}} = 200 / 5 = 40$$

$$K_{\text{тр.тт.НН}} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{65,98}{40} = 1,65 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{209,95}{120} = 0,55 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \geq 5$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = 1,65 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = 0,55 \text{ А, выбираем } 1 \text{ А}$$

10.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

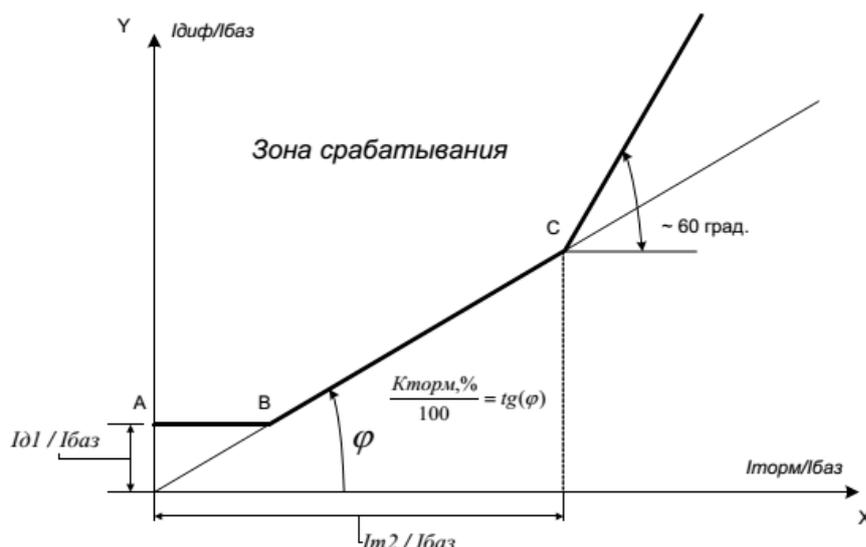


Рисунок 18 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (213)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} \quad (214)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (215)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (216)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (217)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} \tag{218}$$

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \tag{219}$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

10.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч*}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб,расч*}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

10.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (220)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [21] для городских сетей общего назначения: $K_{\text{зап}}=2,5$;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб, макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 92,38 = 307,92 \text{ A}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 293,92 = 979,75 \text{ A}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз, мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (221)$$

где $I_{\text{кз, мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{308} = 13,81 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^3}{979,75} = 3,87 > 1,5$$

10.6 Автоматика на подстанции 10/70

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики,

не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от противоаварийная атоматика параметров электроэнергетического режима (принцип П-ДО).

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

10.7 Сигнализация на подстанции 10/70

Для построения систем центральной сигнализации (ЦС) на подстанциях служит устройство «Сириус-ЦС». Оно позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации. Его рабочий диапазон температур: от -20°C до $+55^{\circ}\text{C}$, а габаритные размеры не превышают 305x190x215 мм.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий уровень. Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинок

сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации (аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \text{ К} + \text{И} \quad (222)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 71382,85 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 76137,12 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 7%, поэтому выбираем первый вариант развития электрической сети.

Оценка экономической эффективности проекта

Расчет экономической эффективности проекта заключается в оценке экономической эффективности проекта за расчетный период времени.

Расчетный период времени – это срок реализации проекта, этот срок выбирается в зависимости от нормативного срока эксплуатации наибольшей по весу стоимости объекта основных фондов, используемых в проекте. Так как наибольший вес в проекте – это оборудования подстанций, а их нормативный срок эксплуатации 20 лет, то расчетный период равен 20 годам.

Для того чтобы рассчитать эффективность проекта необходимо оценить выручку от реализации проекта. Выручка от реализации должна компенсировать все затраты в течении расчетного периода, имеющегося в проекте. Ранее были рассчитаны себестоимости передачи $I_{\Sigma} - I_{\Delta}$, и потерь электроэнергии $I_{\Delta\varepsilon}$.

Проводился расчет технических потерь, для этого случая будет соблюдено равенство: себестоимость потерь 1 кВт/ч будет равна тарифу на потери 1 кВт/ч.

Согласно постановлению Правительства РФ на потребительских рынках электрической энергии и тепловой энергии применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов.

1) устанавливаемые Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (например, в РФ это ФСТ);

2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Необходимая валовая выручка на период регулирования, для покрытия обоснованных расходов на производство регулируемого вида деятельности, с учетом корректировки по избытку средств и возмещению недостатка средств.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие составляющие расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырьё и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;

- б) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и реализацией продукции, определяются ФСТ.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в установленные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг.

Экономически обоснованный средний одноставочный тариф продажи электрической энергии, поставляемый на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{cp} = \frac{HBB^{\varnothing}}{\mathcal{E}_{omn}}, \text{ руб/тыс.кВт*ч}, \quad (223)$$

где HBB^{\varnothing} - необходимая валовая выручка на производство электроэнергии;

\mathcal{E}_{omn} - отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Расчет выручки от реализации продукции в год T , рассчитывается следующим образом:

$$O_{pt} = I_{\Sigma t} + K_{обт} + K_{проц}, \text{ тыс.руб,} \quad (224)$$

где $I_{\Sigma t}$ – полная себестоимость электроэнергии, которая была рассчитана для момента времени после завершения строительства и возврата денежных средств;

$K_{проц}$ – проценты инвестируемому в проект капиталу, по ставке рефинансирования, принятый 10%;

$K_{обт}$ – оборотный капитал, содержащий запасы, дебиторскую и кредиторскую задолженность, определяемый по формуле:

$$K_{обт} = 0,02 \cdot K_t + 0,1 \cdot I_{\Sigma t} + 0,02 \cdot 0,3 \cdot K_t \quad (225)$$

$$K_{обт} = 0,02 \cdot 1145563,15 + 0,1 \cdot 99,32 + 0,02 \times 0,3 \times 1145563,15214 = 119134 \text{ тыс.руб.}$$

$$O_{pt} = 21499,3 + 31934 + 13974 = 67407,65 \text{ тыс.руб.}$$

Балансовая прибыль:

$$ПБ_t = O_{pt} - I_{\Sigma t}; \quad (226)$$

$$ПБ_t = 67407,65 - 21499,32 = 45908.$$

Налог на прибыль:

$$H_t = ПБ_t \cdot \alpha, \quad (227)$$

где α – налог на прибыль, равный 0,24.

$$H_t = 45908 \cdot 0,24 = 11018 .$$

Чистая прибыль:

$$П_ч = ПБ_t - H_t + И_{амт} ; \tag{228}$$

$$П_ч = 45908 - 11018 + 11851,08 = 46741$$

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 10/70.

Современное электрическое оборудование подстанции сложно по конструкции, оснащено различными вспомогательными механизмами, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, являющимися источниками повышенной опасности для персонала. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному, в совершенстве владеющему знаниями и навыками персоналу.

Кроме этого, здоровье и безопасные условия труда персонала, эксплуатирующего электрооборудование, а также вопросы охраны окружающей среды могут быть обеспечены путем выполнения научно-обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации электроустановок.

В настоящей главе рассматриваются вопросы техники безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты и автоматики, телемеханики, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

В работе производится проектирование подстанции 10/70 на напряжение 35/10 кВ для обеспечения электроснабжения Амурского газоперерабатывающего завода. К подстанции 10/70 подходят воздушные линии 35 кВ.

В разделе рассматриваются экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии на проектируемых объектах Свободненского района Амурской области - линиях 35 кВ и подстанции 35/10 кВ 10/70.

12.1 Безопасность проекта

Согласно [1], работы на воздушной линии электропередач и с опорами следуют производить, соблюдая следующие правила:

1.1. Работы по замене элементов опор, монтажу и демонтажу опор и проводов, замене гирлянд изоляторов ВЛ должны выполняться по технологической карте или ППР.

1.2. Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания.

1.3. Прочность деревянных опор должна проверяться замером загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м.

1.4. На металлических опорах должно проверяться отсутствие повреждений фундаментов, наличие всех раскосов и гаек на анкерных болтах, состояние оттяжек, заземляющих проводников.

1.5. Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне и т.п.), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, т.е. с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

1.6. Подниматься на опору разрешается членам бригады, допущенным к верхолазным работам и имеющим следующие группы:

III – при всех видах работ до верха опоры;

II – при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях неотключенной ВЛ - не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м. Исключение составляют работы по окраске опор (п. 1.7 настоящих Правил).

Отдельные виды работ на высоте должны выполнять не менее 2 работников, имеющих группы, установленные настоящими Правилами для выполнения этих работ.

1.7. При подъеме на деревянную и железобетонную опоры строп предохранительного пояса следует заводить за стойку.

Не разрешается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла.

При работе на опоре следует пользоваться предохранительным поясом и опираться на оба когтя (лаза) в случае их применения.

При работе на стойке опоры располагаться следует таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, находящиеся под напряжением.

При замене деталей опоры должна быть исключена возможность ее смещения или падения.

1.8. Не разрешается откапывать сразу обе стойки опоры при замене одинарных и сдвоенных приставок II- и АП-образных опор. Следует заменить приставку на одной стойке опоры, закрепить бандажи и утрамбовать землю и только тогда приступать к замене приставок на другой стойке. Заменять сдвоенные приставки необходимо поочередно.

1.9. Не разрешается находиться в котловане при вытаскивании или опускании приставки.

1.10. Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

1.11. При работах на изолирующих подвесках разрешается перемещаться по поддерживающим одноцепным и многоцепным (с двумя и более гирляндами изоляторов) и по натяжным многоцепным подвескам.

Работа на одноцепной натяжной изолирующей подвеске допускается при использовании специальных приспособлений или лежа на ней и зацепившись ногами за траверсу для фиксации положения тела.

1.12. При работе на поддерживающей изолирующей подвеске строп предохранительного пояса должен быть закреплен за траверсу. Если длина стропа недостаточна, необходимо пользоваться закрепленными за пояс двумя страховочными канатами. Один канат привязывают к траверсе, а второй, предварительно заведенный за траверсу, подстраховывающий член бригады подает по мере необходимости.

1.13. При работе на натяжной изолирующей подвеске строп предохранительного пояса должен быть закреплен за траверсу или за предназначенное для этой цели приспособление.

1.14. На поддерживающих и натяжных многоцепных изолирующих подвесках допускается закреплять строп предохранительного пояса за одну из гирлянд изоляторов, на которой работа не ведется. Не допускается закреплять этот строп за гирлянду, на которой идет работа.

В случае обнаружения неисправности, могущей привести к расцеплению изолирующей подвески, работа должна быть прекращена.

1.15. Не разрешается при подъеме (или опускании) на траверсы проводов, тросов, а также при их натяжении находиться на этих траверсах или стойках под ними.

1.16. Выбирать схему подъема груза и размещать подъемные блоки следует с таким расчетом, чтобы не возникали усилия, которые могут вызвать повреждение опоры.

1.17. Окраску опоры с подъемом до ее верха могут с соблюдением требований п. 4.15.6 настоящих Правил выполнять работники, имеющие группу II. При окраске опоры должны быть приняты меры для

предотвращения попадания краски на изоляторы и провода (например, применены поддоны).[1]

Распределительное устройство подстанции 35/10 10/70 - это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство расположенное внутри здания называется закрытым. Распределительные устройства обеспечивает надежность работы электроустановки, что выполнено благодаря правильному выбору и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ. [2]

Обслуживание РУ удобно и безопасно. Размещение оборудования в РУ обеспечивает хорошую обзореваемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При использовании на подстанции 35/10 10/70 разъединителей и отделителей при их внутренней установке для отключения и включения токов холостого хода силовых трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин выполняются следующие требования:

1) разъединителями и отделителями напряжением 35 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 2 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2, а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

2) расстояния по горизонтали от колонок и концов горизонтально-поворотных (ГП) подвижных контактов в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов;

3) разъединителями и отделителями 10 кВ при их внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают нормируемых значений;

4) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски прокладываются из гибкого полого провода во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, не более 65° . Опиновку из жестких шин выполнена так, чтобы шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально;

5) для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и

разъединителей устанавливаются козырьки или навесы из негорючего материала. Сооружение козырьков не требуется у разъединителей и отделителей напряжением 6 кВ, если отключаемый ток холостого хода не превышает 3 А, а отключаемый зарядный - 2 А;

7) приводы трехполюсных разъединителей 10 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжены глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем;

12.2 Экологичность проекта

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей.

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а также рядом нормативных документов. Основной способ защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных

полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслонаполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслонаполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приямка;

- маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см

чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

12.3 Расчет маслоприемника без отвода масла на ПС 10/70

Рассчитывается маслоприёмник на ЗРУ ПС 10/70 35/10 для маслонаполненного трансформатора ТМН 35/10 мощностью 5,6 МВА.

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТМН-5600/35

Масса трансформаторного масла – $M_{\text{тр}}=14500$ кг

Высота трансформатора – $H=5,4$ м

Длина трансформатора – $A=6,3$ м

Ширина трансформатора – $B=3,4$ м

Интенсивность пожаротушения – $K=0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$

Нормативное время пожаротушения – $t=1800$ с

Плотность масла – $\rho_{\text{тм}}=850$ кг/м³

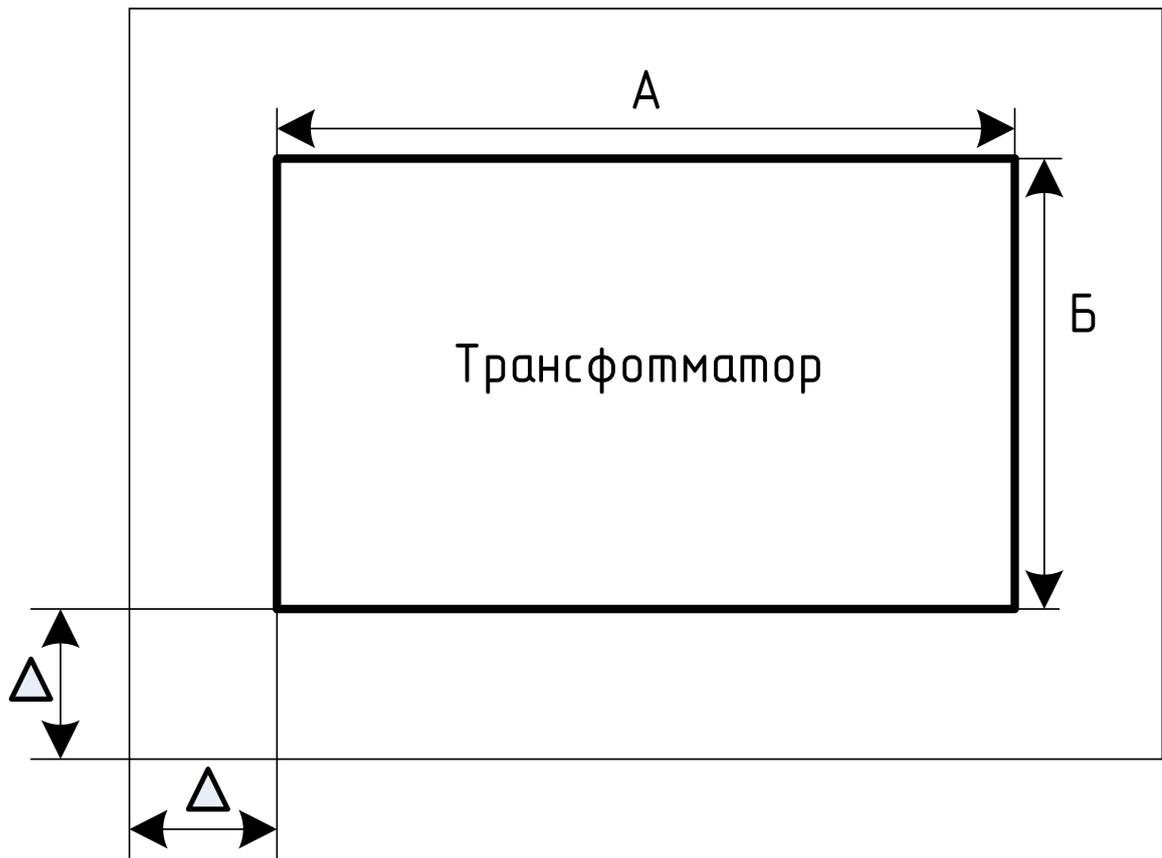


Рисунок 19 – Габариты маслоприёмника

Объем масла, помещающейся в маслоприемнике, определяется по формуле: м^3 :

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (229)$$

$$V_{TM} = \frac{14500}{850} = 17,06$$

Площадь боковой поверхности трансформатора, м^2

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H, \quad (230)$$

$$S_{BT} = (6,3 + 3,4) \cdot 5,4 = 52,38$$

Площадь маслоприемника, м²

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (231)$$

значение Δ принимается равным 1м, тогда

$$S_{МП} = (6,3 + 2 \cdot 1) \cdot (3,4 + 2 \cdot 1) = 44,82 \text{ м}^2$$

Объем воды, помещающейся в маслоприемнике, м³

$$V_{\text{воды}} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{BT}), \quad (232)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (52,38 + 44,82) = 34,99$$

Высота масла и воды, м

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{V_{TM} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{МП}}, \quad (233)$$

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{17,06 + 0,8 \cdot 34,99}{44,82} = 1,01$$

Высота маслоприемника, м

$$h_{МП} = h_{\text{мп + воды}} + h_{\text{г}}, \quad (234)$$

высота слоя гравия $h_{\text{г}}$ составляет 0,25м

$$h_{МП} = 1,01 + 0,25 + 0,05 = 1,31$$

где 0,05 – минимальный зазор между принятым уровнем масла с водой и решёткой.

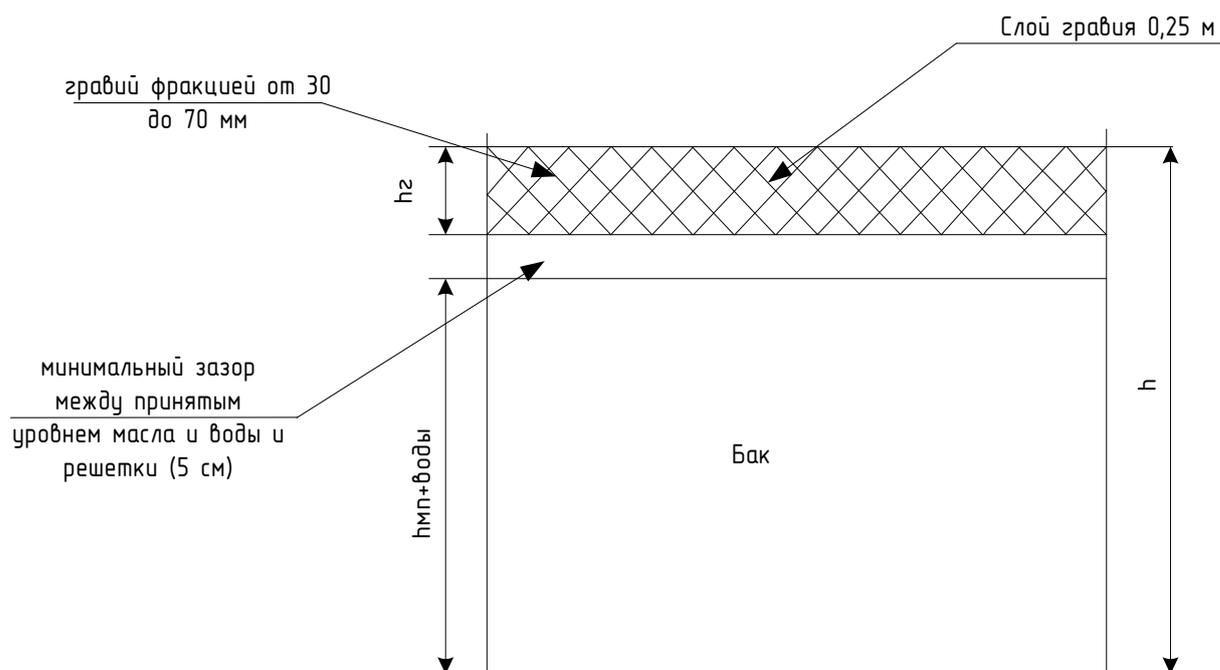


Рисунок 20 - Устройство маслоприемника.

12.4 Чрезвычайные ситуации

Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений должны соответствовать требованиям ППБ. Работники энергообъектов должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации. На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия, исходя из особенностей производства, и разработан оперативный план тушения пожара.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия – нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления не могли привести к повреждению оборудования и возникновению

КЗ или замыкания на землю, а также не причинить вреда обслуживающему персоналу;

2) при нарушении правильных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении в какой-либо цепи, относящиеся к ней, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседней цепи.

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

РЗиА хоть и не уменьшает всего вредного воздействия подстанций на окружающую среду, но служит для локализации и устранения аварий оборудования подстанций, в ходе которых вред, нанесённый окружающей среде, может быть значительным. Несвоевременное отключение КЗ может привести к возгоранию изоляционного масла в баках трансформаторов и выключателей, что может привести к возгоранию близлежащего кустарника и лесополосы.

Правила пожарной безопасности на проектируемой подстанции 10/70

ЗРУ на подстанции должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СНиП, а также правилам пожарной охраны (ППО).

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов. При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах

или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии. [5]

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в ЗРУ

масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслonaполненным оборудованием.

Уровень пожаробезопасности на объектах энергетики должен быть очень высок. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В ряде случаев при возгорании не может быть применена вода, т.к. пожарный может попасть под напряжение, хотя она доступна в любых количествах и находится от места расположения рассматриваемой ПС в нескольких метрах (например река или другой естественный водоём).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данной работы является реконструкция существующей ПС 10/70.

Задачи, которые были решены в ходе выполнения работы:

1. обоснование реконструкции;
2. прогнозирование нагрузки ПС 10/70;
3. разработана схема реконструируемой ПС 10/70;
4. произведен расчёт токов короткого замыкания, с последующим выбором и проверкой высоковольтного оборудования подстанции;
5. выполнен расчет молниезащиты подстанции;
6. произведена оценка надежности прилегающей сети;
7. рассчитаны уставки срабатывания устройств релейной защиты;
8. произведена оценка технико-экономических показателей проекта;
9. рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта, рассчитаны параметры маслоприемника.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения /В. А. Андреев,-М. : Высшая школа, 2008.-640 с.

- 2 Базуткин, В. В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов. / В. В. Базуткин, В. П. Ларионов, Ю. С. Пинталь.-М.: Энергоатомиздат, 2006. 464 с.
- 3 Бегентаев, М. М. Экономика промышленности : Учебное пособие / М. М. Бегентаев. -Издательство: Павлодар: Кереку, 2008.-137 с.
- 4 Беркович М.А. Справочник по релейной защите (Разделы 1-12). М., 1963 - 512 с.
- 5 Булгаков, А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике : Учебное пособие. / А. Б. Булгаков.-Благовещенск : Изд-во АМГУ, 2020.- 90 с.
- 6 Блок, В. М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов : / В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.: Под ред. В. М. Блок.-М. : Высш.шк., 2011.-383 с.
- 7 Блок, В. М. Электрические системы и сети : / В. М. Блок.-М. : Высш.шк., 2006.-430 с.
- 8 Герасимов, В. Г. Электротехнический справочник Т.3 : / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. М. : Энергоатомиздат, 2003.-880 с.
- 9 Железко, Ю. С. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях. / Ю. С. Железко, О. В. Савченко.-Электрические станции, №10, 2001.-250 с.
- 10 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. / Ю. С. Железко, В. А. Костюшко, С. В. Крылов, 2002.- 7 с.
- 11 Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. / ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко,-М. Издательство НЦ ЭНАС, 2003.-280 с.
- 12 Идеальчик, В. И. Электрические системы и сети :/В. И. Идельчик.-М. Энергоатомиздат, 2005.-592 с.
- 13 Лыкин, А. В. Электрические системы и сети : Учебное пособие. / А. В. Лыкин. -Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2012.-248 с.

- 14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля, №21, 2005.-20 с.
- 15 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. М.: Энергоатомиздат, 2006. 608 с.
- 16 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».-М. : 2003.-65 с.
- 17 Овчаренко Н.И. Цифровые аппаратные и программные элементы микропроцессорной релейной защиты и автоматики энергосистем. НТФ «Энергопресс», Энергетик». 2006- 120 с.
- 18 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.-390 с.
- 19 Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети. Проектирование : Учебное пособие для вузов. / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. 2-е изд., испр. и доп. -Мн.: Выш. Шк., 2008.-308 с.
- 20 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.-258 с.
- 21 Правила устройства электроустановок. -7-с изд., перераб и доп.-И. Энергоатомиздат, 2016. 692 с.
- 22 Руководство по защите электрических сетей 6-1150кВ от грозových и внутренних перенапряжений : РД 153-34.3-35.125-99. М. : 2010.-353 с.
- 23 Собурь, С. В. Пожарная безопасность электроустановок / С. В. Собурь. - М. : ПожКнига, 2010.-304 с. 112
- 24 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян.-М.: ЭНАС, 2012.-365 с. 113

25 Шабад М.А. Расчеты релейной автоматики защиты и распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. - Спб.: ПЭИПК,2003.— 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.