

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция главной понизительной подстанции 35/10 кВ АО «СПО «Арктика»

Обучающийся

Е.И. Кухто

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра посвящена изучению вопроса реконструкции электрической части главной понизительной подстанции АО «СПО «Арктика» напряжением 35/10 кВ.

Подстанция питает непосредственно электромонтажное предприятие «Арктика», входящее в объединенную судостроительную корпорацию. Реконструкция данной подстанции позволит повысить надежность, а также качество электроснабжения основного потребителя.

На основании показателей нагрузки подстанции выбраны новые тип и число трансформаторов, выполнен расчет токов короткого замыкания, расчет компенсации реактивной мощности, расчет релейной защиты и автоматики. Проанализирована система учета электроэнергии, рассчитаны алгоритмы защитного заземления и молниезащиты.

Выпускная квалификационная работы выполнена на 78 листах с графической частью представленной 6 чертежами формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Технические характеристики проектируемой подстанции	6
1.1 Общая характеристики подстанции.....	6
1.2 Характеристика энергетического оборудования подстанции.....	11
2 Расчет нагрузок и выбор трансформаторов.....	13
2.1 Определение расчетных нагрузок.....	13
2.2 Выбор трансформаторов.....	15
2.3 Расчет потерь в трансформаторах.....	18
2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции.....	20
3 Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования	23
3.1 Расчет токов короткого замыкания.....	23
3.2 Выбор выключателей	29
3.3 Выбор измерительных трансформаторов	31
3.4 Выбор сечения отходящих линий	36
3.5 Выбор ошиновки подстанции и низковольтных ячеек.....	38
4 Компенсация реактивной энергии.....	44
5 Релейная защита и автоматика подстанции	46
5.1 Автоматика подстанции	46
5.2 Защита трансформатора	52
6 Измерение и учет электроэнергии, автоматизированная информационно- измерительная система коммерческого учета электроэнергии.....	60
7 Заземление и молниезащита	65
7.1 Расчет защитного заземления подстанции.....	65
7.2 Расчет молниезащиты	69
Заключение	76
Список используемых источников.....	77

Введение

АО СПО «Арктика» - это одно из самых крупных производственных предприятий на северо-западе России, которое может выполнять электромонтажные работы на всех видах современных судов и кораблей, создавать высокотехнологичную технику, используемую для освоения шельфа Мирового океана.

Строительство атомного подводного флота является важной задачей для поддержания обороноспособности страны и охраны государственных границ.

В представленной выпускной квалификационной работе будет произведено исследование электрической схемы главной понизительной подстанции 35/10 кВ АО «СПО «Арктика», от которой осуществляется электроснабжение предприятия АО «СПО «Арктика» и некоторых более незначительных потребителей.

В основной части выпускной квалификационной работы будут исследованы следующие вопросы:

В первой главе приведена краткая характеристика подстанции, ее энергохозяйство, рассмотрены элементы подстанции и нагрузки по присоединениям.

Во второй главе выполнен расчет нагрузок, выполнен выбор трансформаторов и проанализированы потери в них.

В третьей главе на основании данных замеров в зимнее время на подстанции произведен расчет токов короткого замыкания на подстанции на стороне 35 кВ, а также на стороне 10 кВ.

В оставшихся главах рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности, релейной защиты и учета электроэнергии, автоматики ГПП, вопросы молниезащиты.

Целью работы является разработка мероприятий по реконструкции подстанции 35/10 кВ АО «СПО «Арктика».

Согласно поставленной цели обозначены следующие задачи исследования:

- выполнить расчет нагрузок и выбор трансформаторов,
- рассчитать токи короткого замыкания и выбрать оборудование,
- выполнить расчет релейной защиты, изучить имеющуюся на подстанции автоматику,
- осуществить выбор средств измерения, а также средств учета электроэнергии;
- рассчитать молниезащиту.

В данной выпускной квалификационной работе будет рассмотрена непосредственно реконструкция главной понизительной подстанции АО «СПО «Арктика» в целях обеспечения безопасной, надежной и экономически выгодной эксплуатации оборудования и бесперебойного питания электроэнергией потребителей.

1 Технические характеристики проектируемой подстанции

1.1 Общая характеристики подстанции

Главная понизительная подстанция (далее – ГПП)35/10 кВ АО «СПО «Арктика» расположена в городе Северодвинск, рядом соответствующим предприятия, которое она снабжает электроэнергией.

Климат Северодвинска умеренный влажный, с продолжительной холодной зимой и коротким прохладным летом. Средняя амплитуда температур самого теплого(июль) и холодного(январь) месяцев составляет около 25°С(за период последних 10 лет). Максимальная амплитуда за аналогичный период составила 72,2°С.

Питание ГПП35/10 кВ АО «СПО «Арктика» получает по двум вводам от Северодвинской ТЭЦ-1. Трансформаторы, установленные на ГПП, относятся к типу ТДН 10000/35/10, два трансформатора обеспечивают питание двух секций шин.

Также, на подстанции установлены два трансформатора собственных нужд, которые обеспечивают освещение и обогрев подстанции, присоединения: ТСН№1 (ТМ-560) и ТСН№2 (ТМ-560); два трансформатора напряжения, которые обеспечивают питание электросчетчиков и некоторых защит присоединения ТН Ис.ш10 кВ и ТН Ис.ш10 кВ.

Используемые трансформаторы напряжения относятся к типу НАМИ-10-95-УХЛ2.

На ГПП АО «СПО «Арктика» (по стороне 35кВ и по стороне 10кВ), установлены старые масляные выключатели, которые в настоящий момент относятся к устаревшему и ненадежному оборудованию. План расположения оборудования подстанции представлен в приложении (Приложение А).

По подстанции существуют данные по замерам в зимние сутки, данные которых представлены в таблице 1 и таблице 2 соответственно.

Таблица 1– Нагрузки по присоединениям за 24 часа

Ввод СПО Арктика №1		Ввод СПО Арктика №2		ПП-1 № 1		ПП-33 № 1		АЗС №1		ПП-5	
Wа, кВт	Wр, кВар	Wа, кВт	Wр, кВар	Wа, кВт	Wа, кВт	Wр, кВар	Wр, кВар	Wа, кВт	Wр, кВар	Wа, кВт	Wр, кВар
912,0	714,0	611,0	523,0	189,0	217,0	193,0	88,0	954,0	543,0	7,0	8,8
884,5	550,3	667,3	564,1	212,3	159,4	234,4	48,8	979,6	345,6	7,1	9,2
885,3	633,5	867,4	418,7	253,6	173,3	204,2	49,2	1163,2	520,9	7,1	9,2
717,4	658,1	1037,8	630,3	285,9	188,3	90,9	31,6	920,8	709,9	7,1	9,2
881,9	596,8	884,8	787,6	262,6	225,1	93,2	53,3	915,0	702,3	7,1	9,2
869,0	771,8	1006,1	813,9	264,5	204,5	202,2	24,6	1147,9	531,3	7,1	9,2
927,9	885,5	1004,9	727,5	238,9	170,5	155,5	7,0	1026,7	662,8	7,1	9,2
1081,2	1095,7	914,2	562,7	263,6	275,1	213,7	5,3	1177,9	510,0	7,2	9,2
1222,6	1171,0	826,8	761,0	247,6	293,2	248,0	37,9	1271,3	312,0	7,2	9,4
1352,2	1107,8	867,2	905,5	256,6	324,1	245,8	45,1	1086,2	522,4	7,2	9,4
1407,1	1268,9	653,4	856,8	228,0	364,2	243,4	83,8	1312,1	544,3	7,2	9,4
1271,3	1137,1	800,1	661,4	239,5	303,6	283,3	81,2	1457,0	390,3	7,2	9,4
1373,4	1204,1	1010,7	704,0	223,2	359,5	280,3	94,6	1554,2	520,3	7,2	9,6
1391,3	1013,1	855,8	829,4	240,9	284,5	222,1	89,9	1560,6	420,4	7,2	9,6
1473,5	1002,8	1055,4	1001,0	239,8	371,6	180,7	126,4	1582,0	600,7	7,2	9,6

Продолжение таблицы 1

Ввод СПО Арктика №1		Ввод СПО Арктика №2		ПП-1 № 1		ПП-33 № 1		АЗС №1		ПП-5	
Wа, кВт	Wр, кВар	Wа, кВт	Wр, кВар	Wа, кВт	Wа, кВт	Wр, кВар	Wр, кВар	Wа, кВт	Wр, кВар	Wа, кВт	Wр, кВар
1564,7	1029,2	1050,7	1123,0	263,8	456,3	79,9	143,0	1782,8	802,9	7,2	9,2
1548,4	1194,3	1266,4	970,4	273,6	624,0	176,2	98,0	1605,0	1017,0	7,2	9,2
1384,4	1201,4	1226,8	759,0	308,3	469,4	207,4	83,0	1571,8	854,4	7,2	9,2
1428,7	1276,7	1326,9	694,6	313,5	355,7	159,2	74,5	1383,8	726,7	7,1	9,2
1418,7	1242,9	1296,8	747,5	323,7	312,8	244,3	59,0	1447,5	786,8	7,1	9,2
1544,6	1348,5	1568,0	551,7	349,9	321,0	270,7	37,8	1458,7	832,8	7,1	9,2
1639,0	1266,2	1369,2	728,0	360,0	327,8	365,0	29,6	1776,0	602,9	7,1	8,6
1872,0	1469,0	1204,0	636,9	338,0	403,6	308,5	63,4	1619,5	740,5	7,1	8,6
1792,1	1484,0	1279,7	490,7	297,7	291,1	276,3	90,3	1699,5	747,1	7,1	8,6

Таблица 2– Нагрузки по присоединениям за 24 часа

ПП-1 № 2		ПП-33 № 2		АЗС №2		ТЧН № 1		ТЧН № 2		ПП № 23	
Wа, кВт	Wр, кВт	Wа, кВт	Wа, кВт	Wа, кВт	Wа, кВт	Wр, кВт	Wр, кВт	Wр, кВт	Wр, кВт	Wа, кВт	Wр, кВт
885,0	197,0	955,0	0,1	3,0	349,0	263,0	2,0	0,1	422,0	0,0	4,8
899,9	211,9	916,8	0,1	3,0	291,4	304,4	2,0	0,1	383,8	0,0	4,8
845,2	157,2	832,0	0,1	3,0	305,3	274,2	2,0	0,1	299,0	0,0	4,8
943,7	255,7	744,3	0,1	3,0	320,3	160,9	2,0	0,1	211,3	0,0	4,8
1020,9	332,9	826,2	0,1	3,0	357,1	163,2	2,0	0,1	293,2	0,0	4,8
1173,4	485,4	836,9	0,1	3,0	336,5	272,2	2,0	0,1	303,9	0,0	4,8
955,1	267,1	853,7	0,1	3,0	302,5	225,5	2,0	0,1	320,7	0,0	4,8
1067,6	379,6	892,7	0,1	3,0	407,1	283,7	2,0	0,1	359,7	0,0	4,8
1215,8	527,8	966,5	0,1	3,0	425,2	318,0	2,0	0,1	433,5	0,0	4,8
1117,2	429,2	1054,1	0,1	3,0	456,1	315,8	2,0	0,1	521,1	0,0	4,8
1272,6	584,6	1158,8	0,1	3,0	496,2	313,4	2,0	0,1	625,8	0,0	4,8
1312,5	624,5	1047,4	0,1	3,0	435,6	353,3	2,0	0,1	514,4	0,0	4,8
1496,6	808,6	1043,1	0,1	3,0	491,5	350,3	2,0	0,1	510,1	0,0	4,8
1397,3	709,3	1022,8	0,1	3,0	416,5	292,1	2,0	0,1	489,8	0,0	4,8
1466,6	778,6	1104,6	0,1	3,0	503,6	250,7	2,0	0,1	571,6	0,0	4,8
1446,3	758,3	1164,4	0,1	3,0	588,3	149,9	2,0	0,1	631,4	0,0	4,8

Продолжение таблицы 2

ПП-1 № 2		ПП-33 № 2		АЗС №2		ТЧН № 1		ТЧН № 2		ПП № 23	
W _a , кВт	W _p , кВар	W _a , кВт	W _a , кВт	W _a , кВт	W _a , кВт	W _p , кВар	W _p , кВар	W _p , кВар	W _p , кВар	W _a , кВт	W _p , кВар
1421,0	733,0	1260,0	0,1	3,0	756,0	246,2	2,0	0,1	727,0	0,0	4,8
1324,7	636,7	1195,4	0,1	3,0	601,4	277,4	2,0	0,1	662,4	0,0	4,8
1278,2	590,2	1130,7	0,1	3,0	487,7	229,2	2,0	0,1	597,7	0,0	4,8
1208,7	520,7	1236,3	0,1	3,0	444,8	314,3	2,0	0,1	703,3	0,0	4,8
1465,2	777,2	1156,7	0,1	3,0	453,0	340,7	2,0	0,1	623,7	0,0	4,8
1512,0	824,0	1197,3	0,1	3,0	459,8	435,0	2,0	0,1	664,3	0,0	4,8
1502,0	814,0	1188,6	0,1	3,0	535,6	378,5	2,0	0,1	655,6	0,0	4,8
1408,9	720,9	1219,9	0,1	3,0	423,1	346,3	2,0	0,1	686,9	0,0	4,8

1.2 Характеристика энергетического оборудования подстанции

Раскроем характеристики некоторого оборудования, установленного на подстанции в данное время.

На подстанции используются масляные выключатели С-35М-630-10, которые предназначены для соединения электрических цепей в сетях переменного трехфазного тока с параметрами частоты 50 или 60 Гц и напряжения 35 кВ при нормальных, а также аварийных режимах.

Выключатель управляется электромагнитным приводом ПЭМУ-500 или пружинным ПП-67.

В настоящее время данные выключатели относятся к устаревшему оборудованию и подлежат замене.

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы ТДН-10000/35-У1 в количестве двух штук работают на масле (представлен на рисунке 1).



Рисунок 1 – внешний вид трансформатора ТДН-10000/35-У1

В конструкции данных трансформаторов используется принудительный кругооборот воздуха и естественное охлаждение с использованием трансформаторного масла.

Также, данная модель трансформатора оснащена регулировкой напряжения под нагрузкой (при этом диапазон регулировки составляет $\pm 8 \times 1,5\%$) и предназначена для работы в электросетях собственных нужд электростанций.

Применение трансформатора типа ТДНС позволяет обеспечить потребителю надежное электроснабжение в течение всего срока эксплуатации.

Также, на подстанции имеются два трансформатора собственных нужд ТМ-560. Количество фаз данного трансформатора равняется трем, мощность 630 кВА, способ охлаждения обмоток – масляный, материал обмоток – алюминий.

Электроснабжение непосредственно самой подстанции происходит с помощью воздушной линии 110 кВ.

Считаю, что установленный ресурс некоторого оборудования главной понизительной подстанции истек. Износ, как внутренний, так и внешний, говорит о том, что эти элементы системы существенно устарели и требуют значительных расходов на восстановление работоспособности после аварий и сервисное обслуживание.

В силу изложенного, при проведении реконструкции подстанции АО «СПО «Арктика» будет рассмотрена замена соответствующего оборудования на новое.

Однолинейная схема главной понизительной подстанции 35/10 кВ АО «СПО «Арктика» представлена в приложении (Приложение Б).

2 Расчет нагрузок и выбор трансформаторов

2.1 Определение расчетных нагрузок

Согласно данным по замерам в зимние сутки, представленным в таблице 1, выберем максимальные значения по присоединениям и рассчитаем активную и реактивную мощности, а также полный ток.

Пример расчета приведем для распределительной подстанции №33:

Активная мощность:

$$P = W_a / t, \quad (1)$$

где W_a – максимальное значение активной энергии по замерам, кВт·ч;

t – интервал замера, ч.

$$P_{PI33} = 1776 \text{ кВт},$$

Реактивная мощность:

$$Q = W_p / t, \quad (2)$$

где W_p – максимальное значение реактивной энергии, кВар·ч;

t – интервал замера, ч.

$$Q_{PI33} = 1017 \text{ квар};$$

Полная мощность:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (3)$$

где P – активная мощность, кВт;

Q – реактивная мощность, вар.

$$S_{PI33} = \sqrt{1776^2 + 1017^2} = 2046,57 \text{ кВА}$$

Расчетный максимальный ток:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_2}, \quad (4)$$

где S – полная мощность, кВА;

U –рабочее напряжение, В.

$$I_{PI33} = \frac{2046,57}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 112,66 \text{ А}$$

Остальные расчетные величины сведем в таблицу 3.

Максимальную активную мощность находим как суммарную по присоединениям:

$$P_{Mnc} = \sum_i^n P_{Mi}, \quad (5)$$

где $\sum_i^n P$ – общая активная мощность всех присоединений, кВт.

$$P_{Mnc} = 1872 + 1568 + 360 + 1776 + 7,2 + 624 + 1512 + 1260 + 0,1 + 3 + 756 = 9738,3 \text{ кВт};$$

Максимальную реактивную мощность находим как суммарную по присоединениям:

$$Q_{Mnc} = \sum_i^n Q_{Mi}, \quad (6)$$

где $\sum_i^n Q$ - общая реактивная мощность всех присоединений, кВар.

$$Q_{Mnc} = 1469 + 1123 + 143 + 1017 + 9,6 + 365 + 824 + 727 + 0,1 + 2 + 432 = 6111,7 \text{ кВар.}$$

Полную мощность определяем по формуле 3.

$$S_{Mnc} = \sqrt{9738,3^2 + 6111,7^2} = 11497,28 \text{ MVA}$$

Также определим расчетный ток при полной мощности на стороне 35 кВ подстанции по формуле 4:

$$I_{Mnc} = \frac{11497}{\sqrt{3} \cdot 37} = 125,58 \text{ A}$$

Таблица 3– Результаты расчет нагрузок по присоединениям

Присоединение	Ток, А	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, квар
СПО Арктика №1	131	1872	1469
СПО Арктика №2	106	1568	1123
РП-1 № 1	21,3	360	143
РП-33 № 1	113	1776	1017
АЗС № 1	0,66	7,2	9,6
РП-5	39,8	624	365
РП-1 № 2	94,8	1512	824
РП-33 № 2	80,1	1260	727
АЗС № 2	0	0	0
ТСН № 1	0,01	0,1	0,1
ТСН № 2	0,19	3	2
РП № 23	47,9	756	432

2.2 Выбор трансформаторов

Выбор мощности трансформаторов выполняется, исходя из полной расчетной мощности объекта, суточного графика нагрузок и показателей, что характеризуют сезонную смену нагрузок, а также в зависимости от климатических условий. Проверяем существующий трансформатор, а в случае несоответствия нагрузок рассмотрим возможность выбора нового.

Мощность трансформатора:

$$S_{нт} \geq \frac{S_{МПС}}{K_{пер}}, \quad (7)$$

где $S_{нт}$ – мощность нового трансформатора, кВА;

$S_{МПС}$ – полная мощность, кВА;

$K_{пер}$ – коэффициент загрузки в аварийном режиме.

$$S_{нт} \geq \frac{11497}{1,4} = 8212 \text{ кВА}.$$

В послеаварийном режиме сохраняем питание для потребителей I, II категорий и при выборе трансформаторов 10000 кВА также и потребителей III категории.

Предусмотрено, что расширение подстанции в будущем не будет. Принимаем два трансформатора типа ТДНС-10000/35, технические данные которого представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические параметры трансформатора

Среднее номинальное напряжение, кВ	37/10,5
I_{xx} , %	0,3
$U_{кз}$, %	7,5
$\Delta P_{кз}$, кВт	60
ΔP_{xx} , кВт	8,5

Чертеж трансформатора ТДНС-10000/35 представлен в Приложении В.

Ток на вводе трансформаторов рассчитаем исходя из номинальной мощности трансформатора:

а) нормальный режим

- линия ввода на стороне ВН

$$I_{\text{PH1}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{H}}}{\sqrt{3}U}, \quad (8)$$

где S_{H} —номинальная мощность, кВА;

U —рабочее напряжение, В.

$$I_{\text{PH1}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 115,47 \text{ A.}$$

- линия ввода на стороне НН

$$I_{\text{PH2}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 404,14 \text{ A}$$

б) форсированный режим

$$I_{\text{PФ}} = 2 \cdot I_{\text{PH}}, \quad (9)$$

где $I_{\text{PФ}}$ – сила тока в нормальном режиме, А.

$$I_{\text{PФ1}} = 2 \cdot 115,47 = 230,9 \text{ A}$$

$$I_{\text{PФ2}} = 2 \cdot 404,14 = 808,28 \text{ A}$$

в) ток секционного выключателя:

в нормальном режиме работы секционный выключатель отключен, а в послеаварийном режиме его ток равняется:

$$I_{\text{PФ СВ}} = I_{\text{PH2}} = 404,14 \text{ A.}$$

2.3 Расчет потерь в трансформаторах

Расчет потерь в трансформаторах выполняется для оценки нагрева элементов, дополнительных денежных затрат на обслуживание подстанции, а также определение расчетной мощности на высокой стороне, которая учитывает величину таких потерь.

Потерям энергии необходимо уделить должное внимание как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации электрических сетей. Необходимо определить оптимальный уровень потерь и поддержание этого показателя на этом уровне.

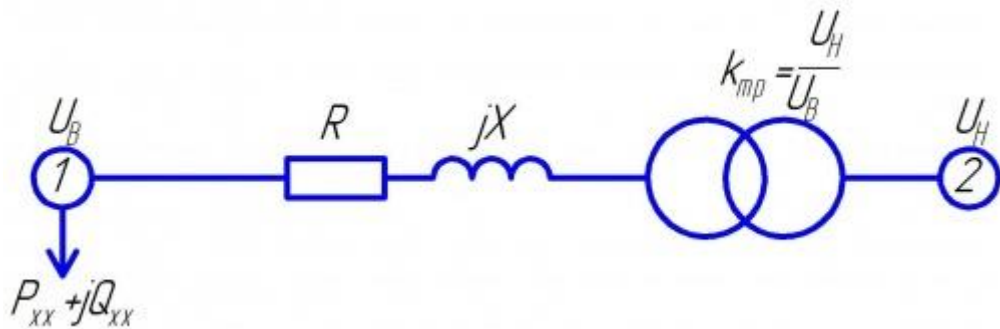


Рисунок 2 –Схема замещения трансформатора

Суммарные потери полной мощности в обмотках трансформаторов:

$$\Delta \dot{S}_{обм} = \left(\frac{P_M^2 + Q_M^2}{U_H^2} \right) \cdot \left(\frac{R_T + jX_T}{2} \right), \quad (10)$$

где P_M – активная мощность, кВт;

Q_M – реактивная мощность, Квар;

U_H – номинальное напряжение обмотки, кВ;

R_T – активное сопротивление, кОм;

X_T – реактивное сопротивление, кОм.

$$\Delta \dot{S}_{обм} = \left(\frac{9,74^2 + 6,11^2}{35^2} \right) \cdot \left(\frac{0,9 + j8,7}{2} \right) = 0,048 + j0,469$$

Определяем суммарную величину потерь мощности:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{обм} + \Delta P_{СТ}, \quad (11)$$

где $\Delta P_{обм}$ - потери активной мощности в обмотках, МВт;

$\Delta P_{СТ}$ - потери холостого хода трансформатора, МВт.

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,048 + 2 \cdot 0,0085 = 0,065 \text{ МВт.}$$

Используем метод определения потерь энергии по времени наибольших потерь.

Так как нагрузка линии и обмоток трансформатора имеет переменный характер, то определяем продолжительность наибольших потерь:

$$\tau_{н\bar{o}} = \left(0,124 + \frac{T_{н\bar{o}}}{10000} \right)^2 \cdot T_p, \quad (12)$$

где $T_{н\bar{o}}$ - время в часах, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потребители получали бы такое же количество электроэнергии, как и в случае работы по реальному графику;

$T_p = 8760$ ч – время работы трансформаторов в течение года.

$$\tau_{н\bar{o}} = \left(0,124 + \frac{3100}{10000} \right) \cdot 8760 = 1650 \text{ ч/год.}$$

Потери в магнитопроводе трансформаторов имеют постоянный характер:

$$\Delta A_{СТ} = 2\Delta P_{СТ} \cdot T_p, \quad (13)$$

где ΔP_{CT} —потери реактивной мощности МВт;

T_p —время работы трансформаторов в течение года, ч.

$$\Delta A_{CT} = 2 \cdot 0,0085 \cdot 8760 = 148,92,$$

Потери в обмотках трансформаторов:

$$\Delta A_{нб} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau_{нб}, \quad (14)$$

где ΔP_{Σ} — суммарная величина потерь мощности, МВт;

$\tau_{нб}$ — продолжительность наибольших потерь, ч.

$$\Delta A_{нб} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau_{нб} = 0,048 \cdot 1650 = 79,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч.},$$

Вычисляем суммарные потери энергии:

$$\Delta A_{\Sigma} = \Delta A_{CT} + \Delta A_{нб}, \quad (15)$$

где ΔA_{CT} —потери в магнитопроводе, МВт ч.;

$\Delta A_{нб}$ — потери в обмотках трансформаторов, МВт ч.

$$\Delta A_{\Sigma} = 148,92 + 79,2 = 228,12 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

Трансформаторы 10/0,4кВ небольшой мощности требуются для питания электроприемников собственных нужд ГПП АО СПО «Арктика».

Исследование такой нагрузки сведем в таблицу 5.

Число ячеек комплектного распределительного устройства, определяется исходя из необходимого количества оборудования присоединений.

Таблица 5 – Исследование нагрузки ТСН

Потребитель	Мощность, единицы, кВт	Кол-во	Мощность группы, кВт	cosφ	tgφ	Нагрузка	
						P, кВт	Q, квар
Вентилятор охлаждения трансформатора	1	2	2	0,85	0,62	2	1,24
Подогрев выключателя	3,6	3	11,8	1	0	11,8	0
Вентиляция, освещение, отопление ЗРУ	-	-	30	1	0	30	0
Подогрев ячеек	1	22	22	1	0	22	0
Устройство питания	1,5	4	6	1	0	6	0
Подогрев приводов	0,6	6	3,6	1	0	3,6	0
Освещение ОРУ	-	-	2	1	0	2	0
Иные потребители	-	-	25	1	0	25	0
Всего:						102,4	1,24

Подсчет произведем следующим образом. Две ячейки предусматриваем на ввод, две ячейки с трансформаторами напряжения, две ячейки используются для трансформаторов собственных нужд, двенадцать ячеек для присоединений, две ячейки оставляем для резерва и две ячейки предусматриваем на секционирование. Итого получим 22 ячейки КРУ.

Расчетная нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = K_c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (16)$$

где K_c – коэффициент спроса (0,8);

P – активная мощность по всем потребителям, кВт;

Q – реактивная мощность по всем потребителям, квар.

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{102,4^2 + 1,24^2} = 81,9 \text{ квар.}$$

Мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{\text{ТСН}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{K_{\text{авар}}}, \quad (17)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная нагрузка собственных нужд, кВА;

$K_{\text{авар}} = 1,4$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_{\text{ТСН}} \geq \frac{81,9}{1,4} = 58,5 \text{ кВА}.$$

Таким образом, принимаем к установке два трансформатора типа ТСЗ-63/10.

Трансформатор ТСЗ-63 используется во многих отраслях народного хозяйства, он предназначен для преобразования электрической энергии в электросетях трехфазного переменного тока частотой 50Гц. Трансформатор оборудован металлическим защитным кожухом и благодаря этому имеет степень защиты IP21.

Такие трансформаторы устанавливаются в промышленных помещениях и общественных зданиях, к которым представляются повышенные требования в части пожаробезопасности, взрывозащищенности, экологической чистоты, обмотки и изоляционные детали активной части трансформаторов выполнены из материалов, не поддерживающих горения.

Трансформаторы имеют высокую надежность, требуют минимальных затрат на обслуживание, экономичны, просты в эксплуатации.

3 Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Выявим схему расчета токов КЗ, учитывая все точки, которые могут быть под напряжением с установленным коммутационным оборудованием.

Схема для определения токов КЗ приведена на рисунке 3. Искомые значения можно вычислить путем нахождения максимальных значений токов КЗ, протекающих через проводники а также электрооборудование.

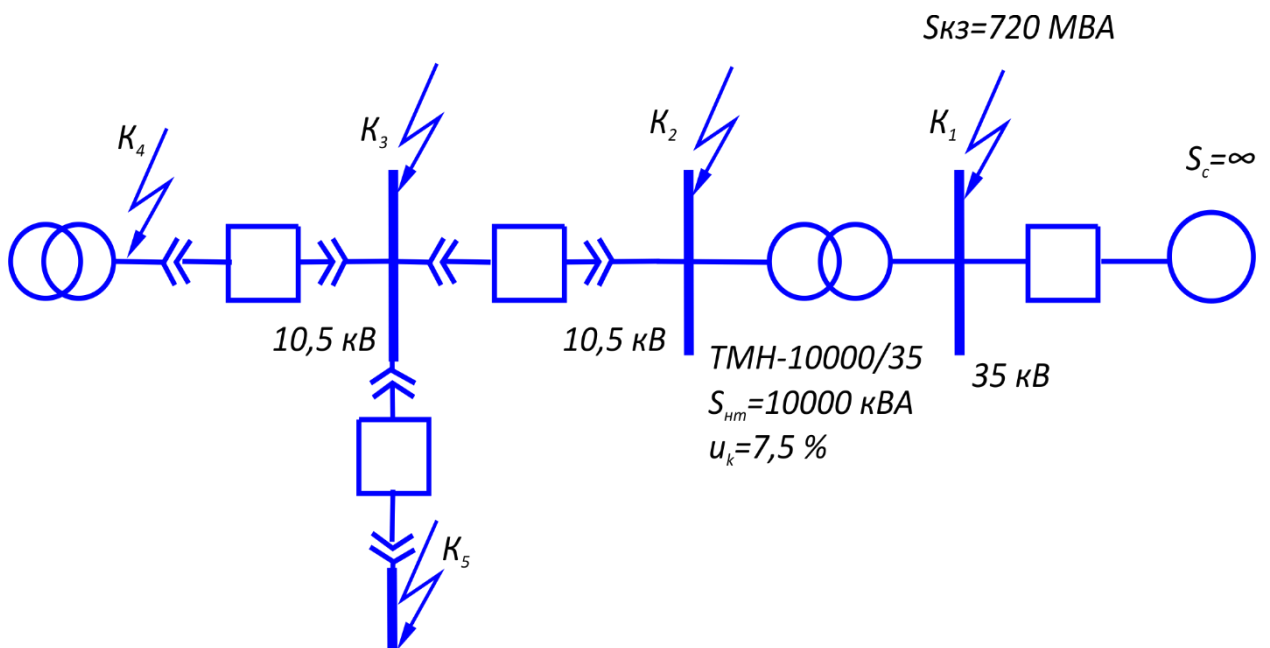


Рисунок 3 – Схема для расчета токов КЗ.

Принимаем основные условия: $S_{баз} = 720 \text{ МВА}$, тогда базовый ток:

$$I_{баз1} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3}U_{ср1}}, \quad (18)$$

где $S_{баз}$ – базовая (номинальная) мощность, кВА;

$U_{ср}$ – среднее номинальное напряжение, кОм.

$$I_{\text{баз1}} = \frac{720}{\sqrt{3} \cdot 38} = 10,9 \text{ кА},$$

Рассчитываем емкостное сопротивление системы:

$$X_{*c} = \frac{S_{\text{баз}}}{S_{k3}}; \quad (19)$$

где $S_{\text{баз}}$ – базовая мощность, кВА;

S_{k3} – мощность КЗ на шинах подстанции, кВА.

$$X_{*c} = \frac{720}{720} = 1,$$

Сначала найдем ток КЗ на стороне 35 кВ ГПП (точка К1).

При этом учтем только ток от системы: периодическая составляющая представляет собой:

$$I_{\text{п01}} = \frac{I_{\text{баз1}}}{X_{*c}}, \quad (20)$$

где $I_{\text{баз1}}$ – номинальный ток, А;

X_{*c} – индуктивное сопротивление цепи, кОм.

$$I_{\text{п01}} = \frac{10,9}{1} = 10,9 \text{ кА}$$

Потому что $S_c = \infty$, то $I_{\text{пт1}} = I_{\text{п01}} = 10,9 \text{ кА}$.

В зависимости от места КЗ будем получать различные значения постоянной времени затухания аperiodической составляющей (T_a), а также ударного коэффициента (K_y).

Для шины высокого напряжения $T_a = 0,02$ с, а $K_y = 1,6$, для шины 10кВ понизительных подстанций с трансформаторами 10 МВА $T_a = 0,05$ с, при этом $K_y = 1,6$ также.

Ударный ток КЗ (наибольший пик):

$$i_y = K_y \cdot I_{п01} \cdot \sqrt{2}, \quad (21)$$

где K_y – ударный коэффициент;

$I_{п01}$ – периодическая составляющая тока в начальный момент КЗ, кА.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 10,9 = 24,66 \text{ кА}$$

Собственное и полное время отключения предварительно принятых выключателей следующее:

- ВР35Н $t_{св} = 0,035$ с, $t_{пв} = 0,055$ с;

- ВР1 $t_{св} = 0,035$ с, $t_{пв} = 0,065$ с;

Установим аperiodическую составляющая тока КЗ:

$$i_{a\tau_1} = \sqrt{2} \cdot I_{п01} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (22)$$

где $I_{п01}$ – периодическая составляющая тока в нач. момент КЗ, кА.

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

где $t_{пз.min} = 0,01$ с – это минимальное время срабатывания релейной

защиты, с;

τ – наименьшее время от начала КЗ до точки расхождения контактов выключателя, с.

$$i_{a\tau_1} = \sqrt{2} \cdot 10,9 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 7,2 \text{ кА},$$

Определим токи КЗ для стороны 10 кВ. Базисный ток:

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{ср2}}}, \quad (23)$$

где $S_{\text{баз}}$ – базисная мощность, МВА;

$U_{\text{ср}}$ – фазное напряжение, кВ.

$$I_{\text{баз2}} = \frac{720}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 39,59 \text{ кА}.$$

Данные трансформатора ТДНС 10000/35/10:напряжение короткого замыкания трансформатора, выраженное в процентах его от номинального напряжения(u_k)=7,5%.

Сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$X_{*T} = \frac{u_k \cdot S_{\text{баз}}}{100 \cdot S_{HT} \cdot 10^{-3}}, \quad (24)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{\text{баз}}$ – базисная мощность, МВА;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{*T} = \frac{7,5 \cdot 720}{100 \cdot 10000 \cdot 10^{-3}} = 2,88$$

Вычислим сопротивление до точки КЗ суммарное:

$$X_{*\Sigma} = X_{*C} + X_{*T}, \quad (25)$$

где X_{*C} – емкостное сопротивление системы, кОм;

X_{*T} – сопротивление трансформатора, кОм.

$$X_{*\Sigma} = 1 + 2,88 = 3,88$$

Определим периодическую составляющую тока КЗ (точка К2):

$$I_{\text{п0}} = \frac{I_{\text{баз2}}}{X_{*\Sigma}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{баз}}$ – базисный ток, кА;

$X_{*\Sigma}$ – суммарное сопротивление до КЗ, кОм.

$$I_{\text{п0}} = \frac{39,59}{3,88} = 10,2 \text{ кА}$$

Вычислим аperiodическую составляющую тока КЗ:

$$i_{\text{a}\tau_2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau_2}{T_{a2}}}, \quad (27)$$

где $I_{\text{п0}}$ – периодическая составляющая тока КЗ, кА;

$$i_{\text{a}\tau_2} = \sqrt{2} \cdot 10,2 \cdot e^{\frac{0,045}{0,05}} = 7,2 \text{ кА}$$

Определим наибольший пик тока КЗ:

$$i_{\text{y2}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{y2}} \cdot I_{\text{п0}}, \quad (28)$$

где K_{y} – ударный коэффициент;

$I_{\text{п0}}$ – периодическая составляющая тока КЗ, кА.

$$i_{\text{y2}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 10,2 = 23,07 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов КЗ в других точках представим в таблице 6.

Затем необходимо рассчитать тепловой импульс токов КЗ.

Для проверки шин, коммутационных аппаратов и кабелей на предмет термической стойкости следует определить тепловой импульс тока короткого замыкания B_K .

Также, на различных уровнях определено время действия релейной защиты:

- на стороне 10 кВ вводные выключатели: $t_{pз2} = 0,6\text{с}$;
- на стороне 35 кВ вводные выключатели: $t_{\delta c1} = 1\tilde{n}$;
- единичные присоединения потребителей: $t_{pз3} = 0,01\text{с}$.

Необходимо учесть полное время отключения выключателей на каждом из уровней, а также время затухания апериодической составляющей тока КЗ. В качестве примера можно рассчитать тепловой импульс для точки КЗ K_1 и K_4 .

$$B_{K1} = I_{п01}^2 \cdot (T_{откл1} + T_{a1}), \quad (29)$$

где $I_{п0}$ - периодическая составляющая тока в нач. момент КЗ, кА;

$$T_{a1} = 0,02\text{ с};$$

$$T_{откл} = t_{pз1} + t_{св1} = 1 + 0,055 = 1,055\text{ с} - \text{это время действия тока КЗ,}$$

состоящее из полного времени отключения выключателя и времени, в течение которого действует основная релейная защита, с.

$$B_{K1} = 10,9^2 \cdot (1,055 + 0,02) = 112,4\text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

При КЗ вблизи в точке K_4 :

$$B_{K1} = I_{п01}^2 \cdot (T_{откл1} + T_{a1}), \quad (30)$$

где $I_{п0}$ – периодическая составляющая тока в нач. момент КЗ, кА;

$$T_{a1} = 0,02\text{ с}.$$

$$B_{к1} = 10,2^2 \cdot (0,065 + 0,05) = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

При этом:

$$T_{откл6} = t_{св2} + t_{рз3} \text{ с}; \quad (31)$$

$$T_{откл6} = 0,055 + 0,01 = 0,065 \text{ с}.$$

В других точках тепловой импульс определим вышеуказанным способом. Результаты также приводим в таблице 6.

Таблица 6– Расчет токов КЗ

Точка КЗ	Ипо, кА	(iy)-, кА	Ипт, кА	Iat, кА	Вк, кА ² С
К1	10,9	24,66	10,9	7,2	112,4
К2	10,2	23,07	10,2	7,2	104
К3	10,2	23,07	10,2	7,2	74
К4	10,2	23,07	10,2	7,2	12
К5	10,2	23,07	10,2	7,2	74

3.2 Выбор выключателей

Расчетные токи, необходимые для выбора выключателей, а также проверка их на электродинамическую и термическую стойкость должна быть опеределена для наиболее сложных условий, которые только возможны при эксплуатации данных выключателей. Выбор вакуумных выключателей сделаем по условиям, которые приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Условия выбора высоковольтных выключателей

Наименование условия	Условия проверки
по номинальному напряжению	$U_{уст.} \leq U_n$
по номинальному току	$I_{раб. max} \leq I_n$
по току отключения	$I_{пт} \leq I_{откл.н}$
динамическая стойкость	$i_y \leq i_{пр.с.}$
по содержанию апериодической составляющей	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{откл.н} \cdot (1 + \beta)$
термическая стойкость	$B_{к} \leq B_T$

Предварительно принимаем к установке на ввод вакуумный выключатель ВР1-10-20/1000 У2. Выбор осуществляем в табличной форме (таблицы 8, 9 и 10).

Таблица 8 – Выбор вводного выключателя 10 кВ

Расчетные величины	Выключатель ввода ВР1-10-20/1000 У2	Условия проверки
$U_{уст.}=10\text{кВ};$	$U_H=10\text{кВ};$	$U_{уст.}\leq U_H$
$I_{раб.маx}=808\text{ А}$	$I_H=1000\text{ А}$	$I_{раб.маx}\leq I_H$
$I_{нт}=10,2\text{ А}$	$I_{откл.н}=20\text{ кА}$	$I_{нт}\leq I_{откл.н}$
$i_y=23,7\text{ кА};$	$i_{пр.с.}=52\text{ кА};$	$i_y\leq i_{пр.с.}$
$\sqrt{2I_{нт}+i_{ат}}=24,7\text{кА};$	$B=39,6$	$\sqrt{2I_{нт}+i_{ат}}\leq\sqrt{2I_{откл.н}}(1+\beta)$
$B_k=74\text{ кА}^2\text{с}$	$B_T=1200\text{ кА}^2\text{с}$	$B_k\leq B_T$

Таблица 9 – Выбор выключателя присоединения 10 кВ

Расчетные величины	Выключатель присоединения ВР1-10-20/630 У2	Условия проверки
$U_{уст.}=10\text{кВ};$	$U_H=10\text{кВ};$	$U_{уст.}\leq U_H$
$I_{раб.маx}=131\text{А}$	$I_H=630\text{ А}$	$I_{раб.маx}\leq I_H$
$I_{нт}=10,2\text{ А}$	$I_{откл.н}=20\text{ кА}$	$I_{нт}\leq I_{откл.н}$
$i_y=23,7\text{ кА};$	$i_{пр.с.}=52\text{ кА};$	$i_y\leq i_{пр.с.}$
$\sqrt{2I_{нт}+i_{ат}}=24,7\text{кА};$	$B=39,6$	$\sqrt{2I_{нт}+i_{ат}}\leq\sqrt{2I_{откл.н}}(1+\beta)$
$B_k=74\text{ кА}^2\text{с}$	$B_T=1200\text{ кА}^2\text{с}$	$B_k\leq B_T$

Таблица 10– Выбор выключателя 35кВ

Расчетные величины	Выключатель ввода ВР35НС-35-20/630 У2	Условия проверки
1	2	3
$U_{уст.}=35\text{кВ};$	$U_H=35\text{кВ};$	$U_{уст.}\leq U_H$
$I_{раб.маx}=230\text{ А}$	$I_H=630\text{ А}$	$I_{раб.маx}\leq I_H$
$I_{нт}=10,7\text{ А}$	$I_{откл.н}=20\text{ кА}$	$I_{нт}\leq I_{откл.н}$
$i_y=30,2\text{ кА};$	$i_{пр.с.}=52\text{ кА};$	$i_y\leq i_{пр.с.}$
$\sqrt{2I_{нт}+i_{ат}}=22,7\text{кА};$	$B=35,4$	$\sqrt{2I_{нт}+i_{ат}}\leq\sqrt{2I_{откл.н}}(1+\beta)$
$B_k=114\text{ кА}^2\text{с}$	$B_T=1200\text{ кА}^2\text{с}$	$B_k\leq B_T$

Схема выключателя ВР35НС представлена в приложении (приложение Г).

Разъединители как правило выбирают по номинальному напряжению и номинальному току.

Также считаю нужным необходимо их проверить на динамическую и термическую стойкость в режиме КЗ.

Выбираем разъединители со стороны 35 кВ: выбираем разъединители с двумя парами заземляющих ножей. Условия выбора разъединителя сведем в таблицу 11.

Таблица 11– Условия выбора разъединителя 35кВ

Наименование условия	Условия проверки
по номинальному напряжению	$U_{уст.} \leq U_n$
по номинальному току	$I_{раб.маx} \leq I_n$
динамическая стойкость	$i_y \leq i_{пр.с.}$
термическая стойкость	$B_k \leq B_T$

По данным условиям выбираем разъединители и заносим данные в таблицу 12.

Таблица 12 – Выбор разъединителей

Расчетные величины	РДЗ-2-35/1000 У1	Условия проверки
$U_{уст.}=35кВ;$	$U_n=35кВ;$	$U_{уст.} \leq U_n$
$I_{раб.маx}=230 А$	$I_n=630 А$	$I_{раб.маx} \leq I_n$
$i_y=30,2 кА;$	$i_{пр.с.}=63 кА;$	$i_y \leq i_{пр.с.}$
$B_k=114 кА^2с$	$B_T=1200 кА^2с$	$B_k \leq B_T$

3.3 Выбор измерительных трансформаторов

Измерительные трансформаторы имеют немаловажное значение: они непосредственно необходимы для осуществления функций всех измерительных приборов на подстанции, а также работы релейной защиты, системы автоматики и других устройств и оборудования ГПП АО «СПО «Арктика».

Условия выбора трансформатора тока приводим в таблице 13.

Таблица 13 – Условия выбора трансформаторов тока 35кВ

Условие выбора	Условия проверки
по номинальному напряжению	$U_{уст.} \leq U_H$
по номинальному току	$I_{раб. max} \leq I_H$
по номинальному току вторичной обмотки	$I_{2H} = 5A$
динамическая стойкость	$i_y \leq i_{пр.с.}$
нагрузки вторичной обмотки	$Z_{2H} \geq Z_2$
термическая стойкость	$B_K \leq B_T$

Выберем трансформаторы тока на ввод 10кВ исходя из таблицы 14. Предварительно примем трансформаторы типа ТПЛ-10-М ($Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$).

Таблица 14 – Нагрузка вторичной обмотки

Наименование прибора	Модель	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	DJ-A72	-	0,5	-
Ваттметр	CP 3020	0,5	-	0,5
Варметр	CP 3020	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕвроАльфа	1	-	1
Итого $S_{приб}$, ВА	-	2	0,5	2

Наиболее загруженными являются фазы А и С.

Рассчитаем сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (32)$$

где $S_{приб}$ – мощность вторичной обмотки;

I – номинальная сила тока трансформатора, А.

$$r_{приб} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом}$$

Определим допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{приб}} = z_{2\text{н}} - r_{\text{пр}} - r_{\text{к}}, \quad (33)$$

где $z_{2\text{н}}$ —нагрузка вторичной обмотки;

$r_{\text{пр}}$ —сопротивление проводника, Ом;

$r_{\text{к}}$ —сопротивление обмотки, Ом.

$$r_{\text{приб}} = 0,8 - 0,08 - 0,1 = 0,62 \text{ Ом},$$

В результате считаем, что необходимо применять кабель с алюминиевыми жилами и длиной 40 м. Сечение жил кабеля рассчитаем по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (34)$$

где ρ — это удельное сопротивление материала проводника,

$l_{\text{п}}$ — длина проводов при подключении обмоток трансформатора

тока в полную звезду, м;

$r_{\text{пр}}$ — сопротивление проводника, Ом.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,62} = 1,83 \text{ мм}^2$$

По данным механической прочности необходимо применять кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм².

Проверим фактическую нагрузку на вторичную обмотку трансформатора тока:

$$z_2 = r_{\text{пр}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (35)$$

где $r_{\text{приб}}$ — допустимое сопротивление проводов, Ом;

$r_{\text{пр}}$ — сопротивление проводника, Ом;

$r_{\text{к}}$ — сопротивление обмотки, Ом.

$$z_2 = 0,29 + 0,08 + 0,1 = 0,37 \text{ Ом}$$

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_p}{q_\phi} \quad (36)$$

где ρ – это удельное сопротивление материала проводника,

l_p – длина проводов при подключении обмоток трансформатора

тока в полную звезду, м;

q_ϕ – фактическое сечение жил.

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,29 \text{ Ом.}$$

При этом, проверка шинных трансформаторов тока на предмет электродинамической стойкости не является необходимой. Проверка трансформатора тока на термическую стойкость:

$$31,5^2 \cdot 3 \geq 74 \text{ , кА}^2 \text{ с} \text{ – условие выполняется (} I_{мер} = 31,5 \text{ кА)}$$

Таким образом, выбираем трансформаторы тока типа ТПЛ-10-М-1000/5-У3. Результаты касемо других присоединений приведем в таблице 15.

Таблица 15– Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Трансформатор тока (на ввод)		
Расчетные величины	ТПЛ-10-М-1000/5У3	Условия проверки
$U_{уст.}=10\text{кВ};$	$U_H=10\text{кВ};$	$U_{уст.} \leq U_H$
$I_{раб.маx}=808 \text{ А}$	$I_H=1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$I_{2H}=5 \text{ А}$	$I_{2H}=5\text{А}$	$I_{2H} = 5\text{А}$
$i_y=24,66\text{кА};$	$i_{пр.с.}= 52 \text{ кА};$	$i_y \leq i_{пр.с.}$
$Z_{2H}=0,192$	$Z_2=1$	$Z_{2H} \geq Z_2$
$B_k=74 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T=1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_T$
0,5	0,5	Класс точности

Продолжение таблицы 15

Трансформатор тока (секционный)		
Расчетные величины	ТПЛ-10-М-1000/5У3	Условия проверки
$U_{уст.}=10\text{кВ};$	$U_H=10\text{кВ};$	$U_{уст.}\leq U_H$
$I_{раб.маx}=404\text{А}$	$I_H=1000\text{ А}$	$I_{раб.маx}\leq I_H$
$I_{2H}=5\text{ А}$	$I_{2H}=5\text{ А}$	$I_{2H} = 5\text{А}$
$i_y=23,07\text{кА};$	$i_{пр.с.}= 52\text{ кА};$	$i_y\leq i_{пр.с.}$
$Z_{2H}=0,112$	$Z_2=1$	$Z_{2H}\geq Z_2$
$B_K=74\text{ кА}^2\text{с}$	$B_T=1200\text{ кА}^2\text{с}$	$B_K\leq B_T$
0,5	0,5	Класс точности
Присоединение АО СПО «Арктика»		
Расчетные величины	ТПЛ-10-М-200/5У3	Условия проверки
$U_{уст.}=10\text{кВ};$	$U_H=10\text{кВ};$	$U_{уст.}\leq U_H$
$I_{раб.маx}=131\text{А}$	$I_H=200\text{ А}$	$I_{раб.маx}\leq I_H$
$I_{2H}=5\text{ А}$	$I_{2H}=5\text{ А}$	$I_{2H} = 5\text{А}$
$i_y=23,07\text{кА};$	$i_{пр.с.}= 52\text{ кА};$	$i_y\leq i_{пр.с.}$
$Z_{2H}=0,19$	$Z_2=1$	$Z_{2H}\geq Z_2$
$B_K=74\text{ кА}^2\text{с}$	$B_T=1200\text{ кА}^2\text{с}$	$B_K\leq B_T$
0,5	0,5	Класс точности

Далее, выберем трансформаторы напряжения. Нагрузка вторичной обмотки трансформатора напряжения рассчитывается следующим образом:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{ПРИБ} \cos \varphi_{ПРИБ})^2 + (\Sigma Q_{ПРИБ} \sin \varphi_{ПРИБ})^2}, \quad (37)$$

где ΣP – сумма напряжений;

ΣQ – сумма реактивных мощностей;

$\varphi_{ПРИБ}$ – коэффициент мощности.

Предварительно выбираем такой трансформатор напряжения как НАМИ-10-95-УХЛ2, $U_{ном}= 10\text{кВ}$ $S_{2ном}=75\text{ ВА}$.

Класс точности этого трансформатора равен 0,5.

Расчет нагрузки данного трансформатора приведем в таблице 16.

Найдем суммарную вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{17^2 + 22,2^2} = 28\text{ ВА}$$

Таким образом, трансформаторов напряжения общей мощностью 150 ВА и с классом точности 0,5 в количестве двух достаточно для обеспечения данной нагрузки.

Таблица 16 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Оборудование		Модель	Мощность обмотки, (ВА)	Число обмоток	Cos.	Sin.	Количество оборудования	Мощность	
								кВт	квар
Ввод	варметр	СР 3020	1,5	2	1	0	1	3	0
	ваттметр	СР 3020	1,5	2	1	0	1	3	0
	Счетчик акт.	ЕвроАльфа	2	2	0,38	0,93	1	1,52	3,7
Присоединения	Счетчик акт.	ЕвроАльфа	2	2	0,38	0,93	4	6	14,8
Шины	Вольтметр	DJ-A72	2	1	1	0	1	2	0
Итого								17	22,2

3.4 Выбор сечения отходящих линий

Произведем выбор кабелей по экономической плотности тока ($T=3100$ ч, $j_e=1,4$ А/мм²).

Кабели прокладываются в закрытых распределительных устройствах и в кабельных тоннелях, а также в траншеях.

Заранее примем, что условия внешней среды нормальные и температура почвы 15°С.

Сечение кабеля по экономической плотности (РП-1):

$$q_{eT} = \frac{I_{РП1}}{j_e}, \quad (38)$$

где $I_{РП1}$ —ток форсированного режима для РП-1, А;

j_e — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм

$$q_{eT} = \frac{22}{1,4} = 15,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель типа ААБ 3х16, $I_{доп.} = 70 \text{ А}$.

Проверяем выбранный кабель по нагреву в послеаварийном режиме. Допустимый ток кабеля должен быть не больше тока форсированного режима:

$$I_{доп.} \geq I_{РП1}$$

$$70 \text{ А} \geq 22 \text{ А}.$$

Выбранное сечение удовлетворяет условиям нагрева.

Определим минимальное сечение кабелей по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k}, \quad (39)$$

где $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ для кабелей с алюминиевыми жилами

B_k – тепловой импульс тока, А.

$$q_{\min} = \frac{1}{91} \cdot \sqrt{10,6 \cdot 10^6} = 37,4 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение больше, чем принятое выше. Необходимо принять сечение 50 мм^2 .

Тогда делаем вывод что кабель удовлетворят условиям термической стойкости. Окончательно принимаем для питания РП-1 кабель ААБ (3х50).

Аналогично производим выбор кабельных линий остальных присоединений и сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – Выбор кабельных линий

Присоединение	Кабель	$I_{р.ф.}, A$	$q_e, мм^2$	$q_{min}, мм^2$	$I_{доп}, A$
РП№1	ААБ3×50	22	15,7	37	70
АЗС	ААБ 3×50	1	0,7	37	70
РП№23	ААБ 3×50	48	34	37	70
РП№5	ААБ 3×50	40	28	37	70
СПО Арктика	ААБ 3×95	131	94	37	130
РП-33	ААБ 3×70	80	57	37	105

3.5 Выбор ошиновки подстанции и низковольтных ячеек

Далее, необходимо выбрать шины на стороне ГПП 35 кВ. Считаем, что необходимо использовать гибкие шины в исполнении сталеалюминевых кабелей типа АС.

Условие выбора:

$$I_{доп} \geq I_{рф}, \quad (40)$$

где $I_{доп} = I_{доп.табл} \cdot k_v$;

k_v – это коэффициент поправки на температуру окружающей среды.

Предположим, что она равна 25°C, тогда $k_v = 1$.

$I_{доп}$ - длительно допустимый ток шины, А.

Возьмем провод марки АС-120/19 (неизолированный сталеалюминиевый провод), $I_{доп} = 330A$.

$$330 A \geq 230 A \text{ – условие соблюдается.}$$

Теперь проверим выбранные шины в отношении термической стойкости действия тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (41)$$

где $C=91 \text{ А}\cdot\text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ для алюминиевых шин.

B_k – тепловой импульс тока.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{112,4 \cdot 10^6}}{91} = 116,5 \text{ мм}^2$$

$120 \text{ мм}^2 > 116,5 \text{ мм}^2$ – условие выполняется.

Окончательно принимаем провод марки АС-120, $I_{\text{дон}} = 385 \text{ А}$.

Сделаем расчет шин для ввода в ЗРУ. Так как $I_{\text{рф2}} = 808 \text{ А}$, то выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения, параметры должны отвечать следующим:

- однополосные шины;
- расположение шин «плашмя»;
- сечение шин должно быть 600 мм^2 ($h=100 \text{ мм}$, $b=6 \text{ мм}$);
- допустимый ток полосы $I_{\text{дон.табл}} = 1425 \text{ А}$.

Принятое сечение шин нужно проверить по длительному допустимому току нагрузки:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{рф}}.$$

Параметр допустимого тока определим следующим образом:

$$I_{\text{дон}} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot I_{\text{дон.табл}}, \quad (42)$$

где κ_1 – коэффициент, учитывающий поправку на расположение и

размер шины (то есть $\kappa_1 = 0,92$ с учетом места расположения шины и $h > 60$ мм);

κ_2 – это коэффициент, для учета поправки на температуру окружающей среды в случае отличии ее от номинальной температуры.

Применяем температуру окружающей среды 20 градусов, таким образом $\kappa_2 = 1,05$;

$$I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 1,05 \cdot 1425 = 1376 \text{ A}.$$

Теперь необходимо проверить шины на термическую стойкость при КЗ: для этого сопоставим конечную температуру шины Θ_{κ} с температурой, допустимой при кратковременном нагреве $\Theta_{\kappa.\text{доп}}$.

А именно:

$$\Theta_{\kappa} < \Theta_{\kappa.\text{доп}}$$

Рассчитаем начальную расчетную температуру шины при протекании через нее тока в форсированном режиме:

$$\Theta_{\text{нач}} = \Theta_0 + (\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{0.\text{ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{рф}}}{I_{\text{доп}}}\right)^2, \quad (43)$$

где $\Theta_{\kappa.\text{доп}} = 200^\circ \text{C}$ для шин из алюминия, Θ_{κ}

$\Theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ – допустимая длительная температура нагрева алюминиевых шин;

$\Theta_{0.\text{ном}} = 25^\circ \text{C}$ – номинальная температура окружающей среды для шин, которые расположены в воздухе.

$$\Theta_{нач} = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{1347}{1376}\right)^2 = 68,7^\circ C$$

Находим $f_{нач} = 64^\circ C$ для $\Theta_{нач} = 68,7^\circ C$:

$$f_{к} = f_{нач} + k \cdot \frac{B_{к3}}{F^2} \quad (44)$$

где F это сечение шин;

$k = 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{мм^2 \cdot ^\circ C}{(A^2 \cdot C)}$ – коэффициент, который учитывает удельное

сопротивление, а также эффективную теплоемкость проводника;

$B_{к}$ – параметр теплового импульса (для $f_{к} = 66,2^\circ C$, $\Theta_{к} = 69^\circ C$).

$$f_{к} = 64 + 1,054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{78,7 \cdot 10^6}{(100 \cdot 6)^2} = 66,2^\circ C$$

Таким образом, сделаем вывод о том, что шины соответствуют условию термической стойкости:

$$\Theta_{к} < \Theta_{к.доп}$$

$$69 < 200^\circ C$$

Определим минимальное сечение по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{74 \cdot 10^6}}{91} = 92,5 мм^2$$

Следовательно, примененное сечение больше, чем минимальное, это вполне удовлетворяет условию термической стойкости.

Ячейки для ЗРУ выбираются по номинальному напряжению, также по номинальному току, возможности установки выбранного коммутационного аппарата. Так же выбирается необходимая комплектация ячейки, определяющаяся номером по сетке. Предварительно выбираем ячейки КУ10-Ц. Устройства комплектные распределительные (КРУ) внутренней установки в металлической оболочке серии КУ-10Ц с вакуумными силовыми выключателями серий ВР1, ВР2, ВР3 используются для приема, распределения электрической энергии переменного трехфазного тока частотой 50-60 Гц, напряжением от 6 до 10 кВ системах с изолированной или заземленной нейтралью при помощи дугогасительного реактора.

Вводные ячейки – номер 03 по сетке. Присоединения и резерв – номер 01 по сетке. Трансформаторы напряжения – номер 201 по сетке. Секционный выключатель – номер 42 по сетке. Секционный разъединитель – номер 110 по сетке.

Проверяем выбранные ячейки – для примера возьмем вводные. По номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{расч}, \text{ кВ}$$

$$10 \geq 6, \text{ кВ (условие выполняется)}$$

По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}, \text{ кА}$$

$$1600 \geq 808, \text{ кА - условие выполняется}$$

По номинальному току отключения:

$$I_{ном.откл.} \geq I_{кз}, \text{ кА}$$

$$20 \geq 10,1, \text{ кА (условие выполняется)}$$

Параметры для выбора остальных ячеек сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Выбор ячеек комплектного РУ

Ячейка ввода		
Расчетные величины	Параметры ячейки	Условия проверки
$U_{уст.}=10\text{кВ};$	$U_{н}=10\text{кВ};$	$U_{уст.}\leq U_{н}$
$I_{раб.маx}=808\text{ А}$	$I_{н}=1600\text{ А}$	$I_{раб.маx}\leq I_{н}$
$I_{нт}=10,7\text{ А}$	$I_{откл.н}=20\text{ кА}$	$I_{нт}\leq I_{откл.н}$
Секционная ячейка		
Расчетные величины	Параметры ячейки	Условия проверки
$U_{уст.}=10\text{кВ};$	$U_{н}=10\text{кВ};$	$U_{уст.}\leq U_{н}$
$I_{раб.маx}=404\text{ А}$	$I_{н}=1000\text{ А}$	$I_{раб.маx}\leq I_{н}$
$I_{нт}=10,7\text{ А}$	$I_{откл.н}=20\text{ кА}$	$I_{нт}\leq I_{откл.н}$
Ячейка присоединения		
Расчетные величины	Параметры ячейки	Условия проверки
$U_{уст.}=10\text{кВ};$	$U_{н}=10\text{кВ};$	$U_{уст.}\leq U_{н}$
$I_{раб.маx}=131\text{ А}$	$I_{н}=1000\text{ А}$	$I_{раб.маx}\leq I_{н}$
$I_{нт}=10,7\text{ А}$	$I_{откл.н}=20\text{ кА}$	$I_{нт}\leq I_{откл.н}$

Исходя из вышеуказанного, а также проанализировав табличные данные по выбору ячеек комплектного распределительного устройства с учетом номинального напряжения, номинального тока, возможности установки такого типа оборудования делаем вывод о том, что надлежит заменить две ячейки на ввод двенадцать ячеек присоединений.

Также под замену попадают две ячейки с трансформаторами напряжения, две ячейки для трансформаторов собственных нужд, две ячейки на секционирование, две ячейки для резерва. Таким образом, всего нужно заменить двадцать две ячейки комплектного распределительного устройства ГПП АО «СПО «Арктика». Такая замена приведет к увеличению надежности всего электрооборудования а также к снижению сбоев в работе.

4 Компенсация реактивной энергии

Производство активной мощности с применением габаритных и мощных генераторов приводит к существенному снижению стоимости ее производства. Производство реактивной мощности имеет прямо обратный результат. Причина состоит в том, что существует оборудование, которое способное сгенерировать реактивную мощность, стоимость которой в 10-12 раз меньше стоимости мощности, производимой генераторами электростанций. При этом есть возможность устанавливать такие оборудования в местах непосредственного потребления реактивной мощности, что делает невыгодным передавать ее по сетям.

Поэтому выполним соответствующие расчеты относительно целесообразности установления компенсирующих установок.

Находим мощность батарей, которые дополнительно необходимо установить в распределительной сети предприятия на стороне 10кВ:

$$Q_{\kappa} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{mтi}} + \sum_{j=1}^k Q_{\text{м.д.i}} + \Delta Q_{\text{T.i}} - (Q_{\text{мСД}} + Q_e), \quad (45)$$

где $\sum_{i=1}^n Q_{\text{mтi}}$ – некомпенсированная реактивная нагрузка;

$\Delta Q_{\text{T.i}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах;

$\sum_{j=1}^k Q_{\text{м.д.i}}$ – максимальная реактивная нагрузка двигателей, которые

непосредственно питаются от высоковольтных РП;

$Q_{\text{мСД}}$ – реактивная мощность, генерируемая СД.

$$Q_{\kappa} = 6111,7 + 0 + 885 - (0 + 1945,15) = 5051,55 \text{ квар,}$$

Реактивная мощность, которую энергосистема может передать в распределительных сетях предприятия за год:

$$Q_e = \frac{W_p \cdot \text{tg}\phi_{\text{норм}}}{T_{\text{м.р}}} = \frac{P_m \cdot T_m \cdot \text{tg}\phi_{\text{норм}}}{T_{\text{м.р}}}, \quad (46)$$

где $W_p = P_m \cdot T_m$ – активная энергия, потребляемая предприятием;

$\text{tg}\phi_{\text{норм}}$ – нормативный коэффициент реактивной мощности. Для действующих предприятий, а также на этапе проектирования равна 0,25;

$T_{\text{м.р}} \approx T_{\text{м.а}} \approx T_m$ – время использования реактивной, активной и максимальной нагрузки.

$T_{\text{м.р}} = 3880$ ч/год, $T_m = 3100$ ч/год – данные из отдела главного энергетика предприятия.

$$Q_e = \frac{9738,3 \cdot 3100 \cdot 0,25}{3880} = 1945,15 \text{ квар}$$

Принимаем к установке конденсаторные батареи 2хУКРМ-10,5-2250-450 (3х450ф+2х450р)+2хУКРМ-10,5-300-150 (150ф+150р) общей мощностью 5100 квар, позволяющей регулировать реактивную мощность в широких пределах.

5 Релейная защита и автоматика подстанции

5.1 Автоматика подстанции

В процессе работы подстанции могут возникать аварийные режимы, не устранение которых может привести к повреждениям линий электропередач, оборудования и пр. Для контроля в автоматическом режиме за процессом работы трансформаторов, ЛЭП, электроприемников и своевременного их отключения в случае необходимости предназначена релейная защита.

Релейная защита должна обладать избирательностью в отключении, высокой чувствительностью ко всем видам неполадок, быстрота срабатывания.

Как уже понятно из названия, основной компонент релейной защиты это реле. Параметр, значение, при котором реле срабатывает, называется уставкой реле.

Электрические сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания, обеспечивающую селективность и наименьшее время отключения. Защита должна обеспечивать отключение поврежденного участка при двух- и трехфазных КЗ на защищаемой линии с изолированной нейтралью.

Согласно определению ПУЭ (п. 3.2.14) – «На каждом из элементов электроустановки должна быть предусмотрена основная защита, предназначенная для ее действия при повреждениях в пределах всего защищаемого элемента с временем, меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит».

Защита линий от многофазных замыканий является, как правило, двухступенчатой. Первая ступень – это так называемая максимальная защита (резервная токовая защита, имеет выдержку по времени). Вторая ступень – токовая отсечка (основная защита, не имеет выдержку по времени).

Максимальная токовая защита служит защитой для всей линии и работает быстрее чем остальные защиты. Токовая отсечка срабатывает быстрее, чем максимальная токовая защита, но тем не менее, она защищает лишь часть линии, и, следовательно, не может являться основной защитой. Такая же ситуация с защитой от перегрузки: она реагирует на повреждения на всем участке, но все-таки срабатывает намного медленнее, чем максимальная.

В данном случае используем на ГПП токовую защиту нулевой последовательности для защиты от однофазных замыканий с действием на сигнал. Защиту нулевой последовательности должна реагировать на первые гармоники тока КЗ или также на сумму всех гармоник.

Считаем также необходимым предусмотреть для защиты ГПП специальное устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ). Данное устройство требуется для отключения повреждений, которые сопровождаются отказом выключателя. Также, УРОВ отключит выключатели других электрических цепей, продолжающих питать короткие замыкания.

Принцип работы устройства резервирования состоит в том, что в случае если на защищаемом участке произойдет короткое замыкание и сработает защита, но выключатель по каким-то причинам это короткое замыкание не устранил, то УРОВ выдаст команду на отключение смежных выключателей, через которые идет подпитка точки замыкания. Эти действия предусмотрены с установленной выдержкой времени для отстройки от времени действия выключателя. При этом контроль отключения выключателя выполняется при помощи измерения первичного тока и фиксации положения выключателя.

«Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты» (ПУЭ).

Применение АПВ в распределительных сетях позволило также широко использовать подстанции 35—110 кВ, выполненные без выключателей на стороне высшего напряжения. В этих случаях выключатели и АПВ устанавливаются только на питающих линиях со стороны головного участка сети.

На ГПП АО СПО «Арктика» имеются как АПВ мгновенного действия (Рисунок 4), так и АПВ с отсрочкой во времени (Рисунок 5).

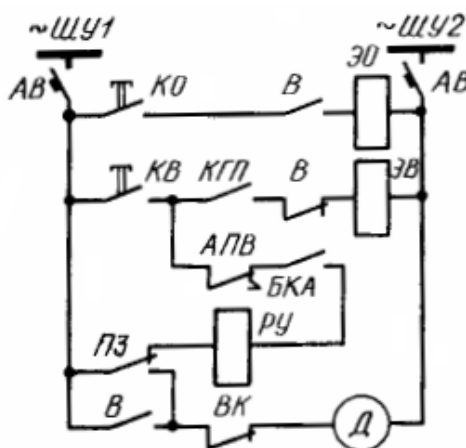


Рисунок 4 –Схема мгновенного АПВ линии 6 - 10 кВ

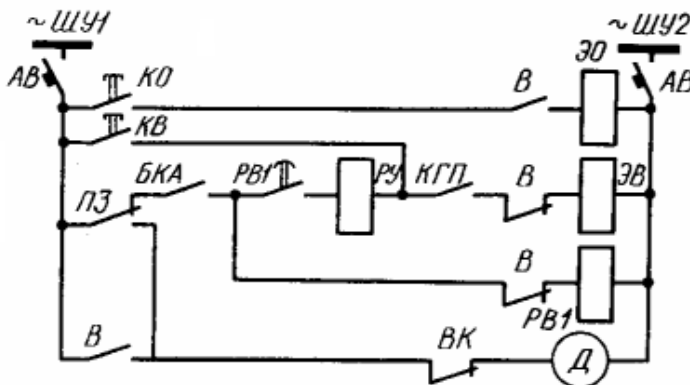


Рисунок5 –Схема АПВ с задержкой во времени

Электрические АПВ однократного действия с автоматическим возвратом получили наиболее широкое распространение. Наиболее часто

такие АПВ выполняются с помощью комплектного устройства РПВ-58. Принципиальная схема АПВ для линии с масляным выключателем приведена на рисунке 6.

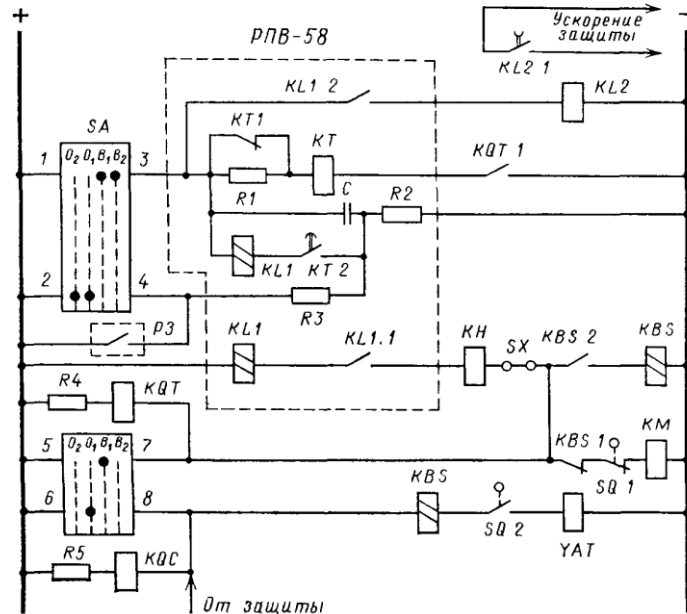


Рисунок 6 – Схема АПВ для линии с масляным выключателем

На ГПП АО СПО «Арктика» система защиты и автоматики реализована в достаточной мере. Имеются устройства дифференциальной и максимальной токовой защиты, защиты от перегрузки, реле времени МТЗ, а также промежуточные реле токовой защиты.

Схема релейной защиты и автоматики ГПП приведена в приложении (Приложение Д).

Также, на ГПП для вводного выключателя считаем подлежащими использованию терминалы РЗА рабочего ввода низкого напряжения производства фирмы НПП «ЭКРА». Указанный терминал выполняет все необходимые функции РЗА для ввода: есть защиты от однофазных замыканий на землю, имеется максимальная токовая защита, защита минимального напряжения, а также устройство резервирования отказа

выключателя: обеспечивает действие на отключение смежных выключателей при срабатывании любых защит терминала или внешних защит и отказе выключателя. Также предусмотрена МТЗ для логической защиты шин с независимой времятоковой характеристикой

Для защиты шин 10 кВ устанавливаем устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Терминал оснащен автоматической частотной разгрузкой, что включает в себя: четыре очереди такой разгрузки; две очереди дополнительной автоматической разгрузки с контролем скорости снижения частоты; частотное автоматическое повторное включение возможность блокирования очередей автоматической частотной разгрузки от ионизирующего облучения. Такой терминал предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений 6-35 кВ электрических подстанций. Внешний терминалов серии БЭ2502 вид представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид терминала серии БЭ2502

Для защиты отходящей линии используем шкаф защит линий электропередач ШЭ2607 производства фирмы НПП «ЭКРА», данный шкаф реализуют функции дифференциальной защиты линии, токовой направленной защиты нулевой последовательности, токовой отсечки и УРОВ. Внешний вид представлен на рисунке 8.



Рисунок 8–Внешний вид шкафа ШЭ2607

Для реализации дуговой защиты считаем необходимым установить в ячейку ввода – регистратор дуговых замыканий «ДУГА-О» (НПП «ЭКРА»).

Вышеуказанный прибор обеспечивает преобразование, передачу, запоминание и отображение сигналов от волоконно-оптических датчиков при возникновении дугового замыкания, а также определение места возникновения дугового замыкания с точностью до отсека.

Регистратор дуговых замыканий ДУГА-О предназначен для установки в ячейках на напряжение 0,4-35 кВ, в том числе на объектах атомной

энергетики и обладает такими функциями как передача сигналов датчиков на шинки защиты, сигнализация срабатывания, самодиагностика.

5.2 Защита трансформатора

Релейная защита трансформатора должна обеспечивать его отключение при междуфазных и витковых замыканиях, понижении уровня масла, однофазных замыканиях на землю или подать сигнал о ненормальном, отклоняющемся от заданного режима работы трансформатора.

Виды защит, устанавливаемых на трансформаторе, определяются его мощностью, назначением, местом установки и другими требованиями предъявляемыми к режиму эксплуатации,

Дифференциальная токовая защита – это основная быстродействующая защита трансформатора от междуфазных коротких замыканий. Дифференциальная защита осуществляется с помощью специальных реле серии РНТ с насыщающимися трансформаторами и типа ДЗТ с магнитным торможением. В соответствии с «Руководящими указаниями по релейной защите», применение реле серии РНТ – 565 на понижающих трансформаторах не рекомендуется.

Для дифференциальной защиты трансформатора ТДНС –10000/35 У1 применяем реле типа ДЗТ -11. Расчет производится в следующем порядке:

- Определяются первичные токи для сторон трансформатора в целях его защиты и соответствующие его номинальной мощности:

$$I_{ном.1} = \frac{S_{ном.тр}}{U_{ном.i} \cdot \sqrt{3}}, \quad (47)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.i}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны, кВ;

$$I_{НОМ.1} = \frac{10000}{35 \cdot 1,73} = 165,1 \text{ (A)};$$

$$I_{НОМ.1} = \frac{10000}{10,5 \cdot 1,73} = 550,5 \text{ (A)}.$$

- Производим выбор трансформаторов тока, для чего рассчитываем коэффициенты трансформации $K_{ТА}$.

Для выравнивания токов по фазе соединяем трансформаторы тока на стороне высокого напряжения в «треугольник», а на стороне низкого напряжения – в «звезду». С учетом этого:

$$K_{ТА\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.1}}{5}, \quad (48)$$

где $I_{НОМ1}$ – номинальная сила тока, А;

$\sqrt{3}$ - коэффициент схемы при соединении в «треугольник» трансформаторов тока со стороны высокого напряжения.

$$K_{ТАУ} = \frac{I_{НОМ.1}}{5}, \quad (49)$$

где $I_{НОМ1}$ – номинальная сила тока, А.

Принимаем следующее: $K_{ТА\Delta} = \frac{300}{5}$ и $K_{ТАУ} = \frac{600}{5}$.

Определяются значения вторичных токов в плечах защиты по следующей формуле:

$$I_{НОМ \Delta} = \frac{K_{СХ} \cdot I_{НОМ.1}}{K_{ТА\Delta}}, \quad (50)$$

где $K_{сх} = \sqrt{3}$ - коэффициент схемы при соединении в «треугольник» трансформаторов тока со стороны высокого напряжения;

$I_{НОМ I}$ – номинальная сила тока, А.

$$I_{НОМ \Delta} = \frac{1,73 \cdot 165,1}{300 / 5} = 4,57 \text{ (А)}.$$

$$I_{НОМ Y} = \frac{K_{сх} \cdot I_{НОМ.2}}{K_{ТАУ}}, \text{ А} \quad (51)$$

где $K_{сх} = 1$ – коэффициент схемы в случае соединения трансформаторов тока в схему «треугольник» со стороны низкого напряжения;

$I_{НОМ I}$ – номинальная сила тока, А.

$$I_{НОМ Y} = \frac{1 \cdot 550,5}{600 / 5} = 4,81 \text{ (А)}.$$

За основную сторону принимается сторона с большим значением тока, это сторона низкого напряжения.

Расчет параметров дифференциальной защиты сводится к определению тока срабатывания защиты, тока срабатывания реле, определения количества витков уравнильных и тормозной обмоток, проверка защиты на чувствительность.

Наличие регулирования уровня напряжения на силовом трансформаторе приводит к необходимости осуществить проверку чувствительности не только на среднем положении РПН ($K_{чувст.} \geq 2$), но и на крайнем положении регулятора РПН, соответствующем наибольшему сопротивлению трансформатора ($K_{чувст.} \geq 1,5$).

При расчете параметров защиты при необходимости учитывается регулирование. Для удобства расчет дифференциальной защиты производим в табличной форме – таблица № 19.

Таблица 19 – Расчет параметров дифференциальной защиты трансформатора

Наименование величины	Расчетные формулы	Числовые значения
Первичный ток срабатывания защиты из условия отстройки от броска тока намагничивания с учетом РПН	$I_{С.З.} = K_H \cdot I_{НОМ.ТП},$ <p>где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;</p> $I_{НОМ.ТП} = \frac{S_{НОМ.ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot (1 - \Delta U_*)}$	$I_{СР.З} = 1,5 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot (1 - 0,16)}$ $= 294,57 \text{ А}$
Ток срабатывания реле на стороне ВН	$I_{ср.р} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{СР.З}}{K_{ТАД}}$	$I_{ср.р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 294,57}{300 / 5} = 8,5 \text{ А}$
Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны высокого напряжения	$w_{расч1} = \frac{F_{СР}}{I_{СР.Р}}$ <p>где $F_{СР} = 100 \text{ А}$ – магнитодвижущая сила реле типа ДЗТ - 11</p>	$w_{расч1} = \frac{100}{8,5} = 12,3$
Установленное число витков рабочей обмотки реле (ближайшее меньшее)	$w_1 = w_{ур1}$	12
Расчетное число витков рабочей обмотки реле, включаемой в плечо защиты со стороны низкого напряжения	$w_{расч11} = \frac{w_1 \cdot i_{НОМ\Delta}}{i_{НОМУ}}$	$w_{расч11} = \frac{12 \cdot 4,57}{4,81} = 11,2$
Принятое число витков рабочей обмотки реле (ближайшее меньшее)	$w_{11} = w_{ур11}$	11
Расчетное число витков тормозной обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны низкого напряжения	$w_{т.расч} = (\varepsilon + \Delta U_* + \frac{w_{РАСЧ11} - w_{11}}{w_{РАСЧ11}}) \cdot \frac{K_H \cdot w_{11}}{tg \alpha},$ <p>где $\varepsilon = 0,1-10 \%$ - погрешность в о.е.; $tg \alpha = 0,87$ для реле типа ДЗТ -11</p>	$w_{т.расч} = (0,1 + 0,16 + \frac{11,2 - 11}{11,2}) \cdot \frac{1,5 \cdot 11}{0,87} = 5,3$
Принятое число витков тормозной обмотки реле из следующего ряда: 1,3,5,7,9,11,13,18,24.	w_t	$w_t = 5$
Минимальное значение тока в реле при двухфазном коротком замыкании на выводах НН	$I_p = \frac{K_{СХ} \cdot 0,87 \cdot I_{К.МИН.ВН}}{K_{ТАД}},$ <p>где $I_{к.мин.ВН}$ – ток короткого замыкания, при веденный к стороне</p>	$I_p = \frac{1,73 \cdot 0,87 \cdot 7,8}{300 / 5} = 25,5 \text{ А}$
Минимальное значение коэффициента чувствительности	$K_{чувст.} = \frac{I_p}{I_{СР.Р}}$	$K_{чувст.} = \frac{25,5}{8,75} = 3,1$

Так как значение коэффициента чувствительности $K_{чувст} = 3,1$, что больше нормируемого параметра, равного 2, следовательно, рассчитанная защита достаточно чувствительна.

Данная защита устанавливается на стороне 35кВ силового трансформатора (со стороны питания). Схема исполнения защиты: «треугольник» с двумя токовыми реле мгновенного действия.

Первичный ток срабатывания защиты определяется следующим образом:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{K_H \cdot K_{\text{сзп}}}{K_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{сзп}}}{K_B}, \quad (52)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности отстройки;

K_B – коэффициент возврата (для токовых реле мгновенного действия 0,85);

$I_{\text{сзп}}$ – ток самозапуска, А.

Для определения тока самозапуска нагрузки, которая состоит из большого количества мощных двигателей, используем следующую формулу:

$$I_{\text{сзп}} = \frac{U_{\text{НОМ1}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{сзп}}} \quad (53)$$

где $U_{\text{НОМ1}} = 35\text{кВ}$ – номинальное напряжение стороны, где устанавливается максимальная токовая защита;

$X_{\text{сзп}}$ – сопротивление самозапуска на стороне, где устанавливается максимальная токовая защита (берется из расчета токов короткого замыкания, приведенное к стороне ВН).

Таким образом:

$$I_{\text{сзп}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 20,13} = 1005 \text{ (А)}.$$

Тогда ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{CP.3} = \frac{1,2 \cdot 1005}{0,85} = 1420 \text{ (A)}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{cp.p.} = \frac{K_{CX} \cdot I_{CP.3}}{K_{T\Delta\Delta}}, \text{ A} \quad (54)$$

где $K_{CX} = \sqrt{3}$ – коэффициент схемы для соединения трансформаторов тока в «треугольник».

$$I_{cp.p.} = \frac{1,73 \cdot 1420}{600/5} = 20,5 \text{ (A)} .$$

Производим проверку чувствительности защиты при двухфазном коротком замыкании за трансформатором.

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{чувст.} = \frac{I_P}{I_{CP.P}} = \frac{25,5}{20,5} = 1,24 < 1,5 \text{ – не допускается.}$$

Для повышения чувствительности необходимо применить пуск по напряжению, при этом принять $K_{сзн} = 1$ и отстроить защиту от максимального рабочего тока нагрузки, который определяется следующим образом:

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{ном.1тр}, \text{ A} \quad (55)$$

где $I_{ном1 тр} = 165,1 \text{ A}$ – номинальный ток трансформатора.

$$I_{раб.макс.} = 1,4 \cdot 165,1 = 231,14 \text{ (A)}.$$

Тогда первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты равен:

$$I_{C3} = \frac{K_H \cdot I_{РАБ\ МАКС}}{K_B} \quad (56)$$

где $I_{раб.макс.}$ – максимальный рабочий ток нагрузки трансформатора, А;

$K_H = 1,2$ – коэффициент надежности отстройки;

K_B – коэффициент возврата (для токовых реле мгновенного действия 0,85);

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 231,14}{0,85} = 326 \text{ (А)}.$$

Ток срабатывания реле типа МТЗ с пуском по напряжению:

$$I_{ср.р.} = \frac{1,73 \cdot 326}{600 / 5} = 5,2 \text{ (А)} .$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{чувст.} = \frac{I_P}{I_{ср.р.}} = \frac{25,5}{5,2} = 5 > 1,5 .$$

Пуск по напряжению осуществляется путем введения пусковых органов по напряжению. Типовой пусковой орган напряжения состоит из фильтра-реле напряжения типа РНФ-1м обратной последовательности с пределами срабатывания от 6 до 12В междуфазных вторичных напряжений и реле минимального напряжения, включенного на междуфазное напряжение через размыкающий контакт фильтра реле.

Чувствительность пусковых органов напряжения к повреждениям на шинах низшего напряжения практически всегда обеспечивается, в связи, с чем нет необходимости в ее проверке.

Выдержка времени срабатывания МТЗ равняется $\Delta t_{\text{сзтр}}=1 + 0,5 = 1,5$ сек.

Для выполнения защиты применяется реле тока РТ-40/10 и реле времени ЭВ – 122У3, реле напряжения РН-53/60Д и реле напряжения РН-54/48.

Защита от перегрузки на трансформаторах выполняется с действием на сигнал и устанавливается на двухобмоточных трансформаторах со стороны питания.

Выдержку времени защиты от перегрузки обычно принимают больше выдержки времени максимальной токовой защиты с учетом отстройки от самозапуска нагрузки, но не более 10 секунд. Защита выполняется одним токовым реле, устанавливаемым в одной фазе, типа РТ-40/6 и реле времени ЭВ-143(ЭВ-133).

По определенным выше параметрам защит выбираем электрические аппараты для выполнения схем защит.

Реле тока дифференциальное типа ДЗТ – 11, частота реле 50Гц, минимальная магнитодвижущая сила $F_{\text{ср.}} = 100 \pm 5\text{А}$. Количество реле – 2 шт.

Реле промежуточное типа РП – 23У4 с сочетанием контактов 4З + 1Р. Количество реле – 1 шт.

Реле указательное типа РУ – 21У3. Количество реле – 1 шт.

Резистор типа ПЭВ – 50 для обеспечения термической стойкости промежуточного реле типа РП – 23У4. Количество резисторов – 1 шт.

6 Измерение и учет электроэнергии, автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГПП35/10 кВ АО «СПО Арктика» - это иерархическая система, имеющая два функциональных уровня:

- измерительно-информационный комплекс точки измерений (ИИК);
- информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ).

Первый, или нижний уровень системы (ИИК) включает:

- устройства учета электрической энергии, а также вторичные измерительные цепи;
- измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) либо другие аналогичные устройства.

Второй уровень системы учета (ИВКЭ) включает:

- контроллеры, которые снабжают информацией по учету электроэнергии на первом уровне;
- технические устройства и средства приема-передачи информации (это локальная вычислительная сеть, кабельная система связи контроллеров с приборами учета электроэнергии и устройства передачи информации на первый уровень);
- в составе ИВКЭ может находиться система сбора и передачи информации;
- автоматизированное рабочее место для получения и обработки информации по учету электроэнергии;

Нижний уровень системы АИИС КУЭ должен обеспечивать:

- выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме;

- измерение времени в автоматическом режиме;
- измерение параметров электрической сети;
- запись всех событий в журнале, которыми сопровождается процесс по измерению;
- хранение информации о результатах всех измерений и о состоянии устройств, с помощью которых оно происходит;
- предоставление доступа уполномоченным лицам ко всем значениям параметров, подвергавшихся измерениям и журналам;
- диагностику работы средств измерений и всех устройств;
- обеспечивать безопасность хранения данных.

АИИС КУЭ ГПП АО СПО «Арктика»- это система с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая также состоит из двух уровней:

Первый уровень предназначен для измерений в автоматическом режиме и состоит из:

- измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН);
- вторичных измерительных цепей;
- счетчиков электрической энергии типа Альфа А1800 и ЕвроАльфа ЕА02/05.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ):

- технические средства каналов передачи данных;
- устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, производства ЭльстерМетроника;
- устройство синхронизации системного времени (УССВ);
- автоматизированное рабочее место (АРМ), вывод информации через WEB интерфейс (срез УСПД).

В целях обеспечения единства измерений на всех уровнях сформирована система обеспечения единого времени (СОЕВ), которая

включает в себя: программное обеспечение, УССВ, таймеры электросчетчиков и УСПД.

Для синхронизации времени для УСПД применяется приемник УССВ, изготовленный на базе GPS/GLONASS приемника.

Система обеспечения единого времени выполняет функцию измерения времени, обладает нормированными метрологическими характеристиками и обеспечивает синхронизацию времени с точностью не хуже $\pm 5,0$ с/сутки.

Измерение времени в АИИС КУЭ проходит в автоматическом режиме, синхронизация времени осуществляется через УССВ. Контроль времени в счетчиках происходит при каждом сеансе связи.

Выбираем счетчики с расчетом на возможность работы в системе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии.

Следовательно, такое оборудование должно иметь соответствующие порты и протоколы. Предварительно выбираем счетчики ЕвроАЛЬФА (ЕА02/05).

Выбор проходил по следующим параметрам:

- количество фаз: счетчики рассчитаны на три фазы,
- класс точности: класс счетчиков ЕвроАЛЬФАЕА02 (в соответствии с ГОСТ 30206-94 и МЭК 687)0,2S; счетчика ЕА05 (в соответствии с ГОСТ 30206-94 и МЭК 687)0,5S.
- номинальное напряжение установки 380 В
- номинальный ток до 100 А.
- присутствие мультитарифности.

Рассмотрим подробнее ЕвроАЛЬФА – счетчик активной и реактивной энергии переменного тока, он многофункционален и сертифицирован. ЕвроАЛЬФА подходит для коммерческого и технического учета реактивной и активной электроэнергии, также прямого либо реверсного направления в четырех или трехпроводных сетях переменного тока.

Подключение данного счетчика к сети возможно через измерительные трансформаторы тока и напряжения. ЕвроАЛЬФА может учитывать активную и реактивную энергию в обе стороны по восьми возможным тарифам, которые находятся в двенадцати тарифных зонах.

Режимы индикации счетчика возможно запрограммировать с помощью кнопок на клавиатуре. Счетчик ЕвроАЛЬФА использует два встроенных порта для интерфейса RS-485, а также оптический порт. Внешний вид представлен на рисунке 9.

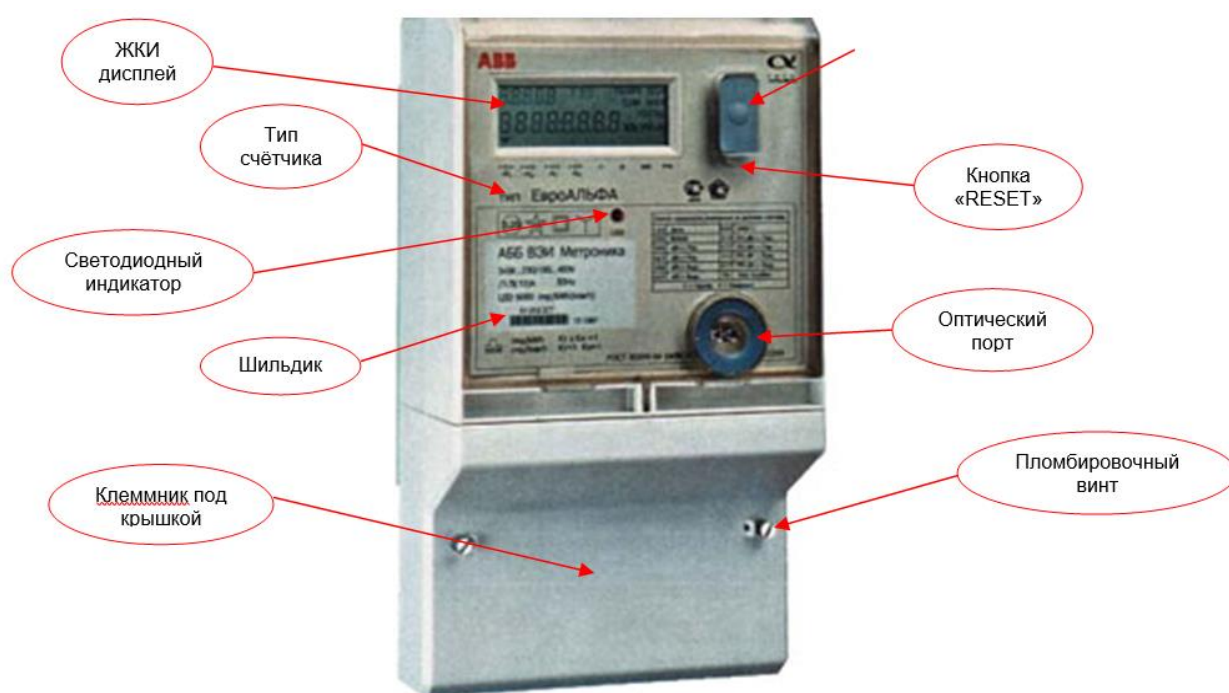


Рисунок 9 – Внешний вид счетчика ЕвроАЛЬФА

На ГППАО СПО «Арктика» существует два вида передачи информации от счетчика к устройству сбора и передачи данных:

1. В автоматическом режиме со счетчиков электроэнергии по цифровому интерфейсу RS-485 с интервалом 30 минут;

2. В автоматическом режиме по цифровому интерфейсу RS-485с интервалом 30 минут со счетчиков электроэнергии Информация от счетчика по интерфейсу RS-485 поступает в преобразователь интерфейса RS-485/

Ethernet и по каналу Ethernet через коммутатор (Switch) передается в УСПД. Внешний вид УСПД представлен на рисунке 10.

Устройство сбора и передачи данных обеспечивает:

- сбор информации по цифровому интерфейсу от счетчиков с интервалом 30 минут;
- автоматическую синхронизацию времени от внешнего приемника сигналов точного времени, а также в счетчиках электроэнергии;
- обработку принятой информации в соответствии с установленными параметрами УСПД;
- параметрирование при первоначальной установке и настройке, а также в процессе эксплуатации, при этом параметрирование может производиться исключительно при снятии механической пломбы и вводе паролей. Данный факт фиксируется в журнале событий с указанием даты и времени;
- ведение журналов событий;
- предоставление доступа к информации и журналам событий.

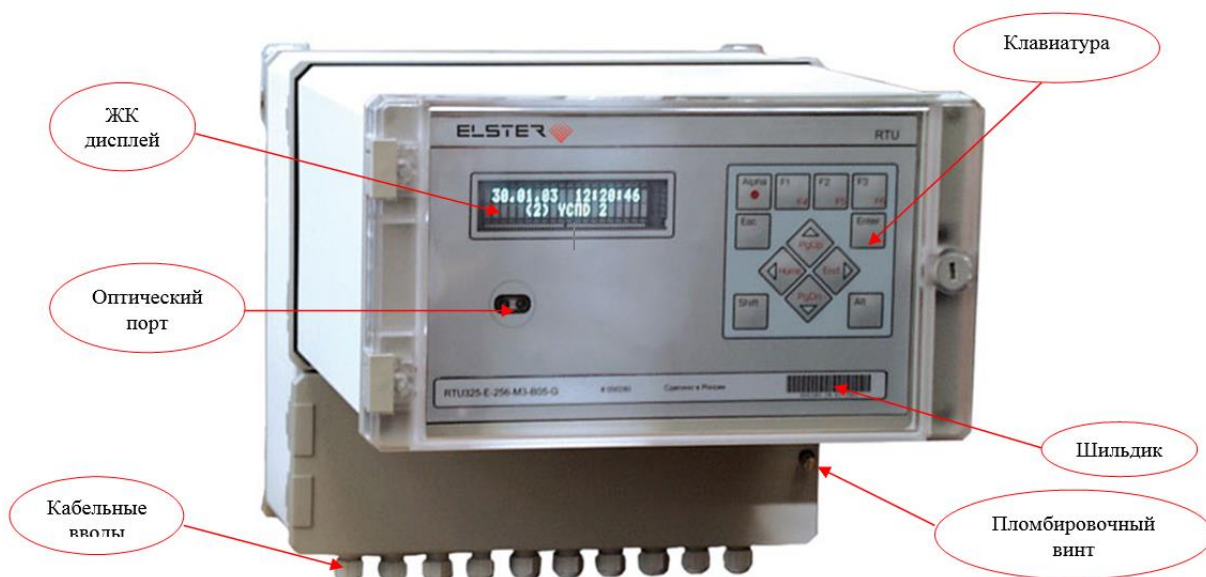


Рисунок 10 – Внешний вид УСПД

7 Заземление и молниезащита

7.1 Расчет защитного заземления подстанции

Заземление представляет собой техническую систему или комплекс мер, представляющую собой намеренное соединение зданий и электроустановок с землей или ее эквивалентом в целях снижения электрического напряжения до значения, безопасного для сооружения и оборудования. Меры по защите зданий, сооружений предпринимаются в обязательном порядке. Защитное заземление позволяет исключить либо снизить до минимума вероятность травм и аварий.

В соответствии с положениями ПУЭ «сопротивление заземляющего устройства для электроустановок 10кВ не может быть выше 4 Ом». Таким образом $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

2. Рассчитываем удельное сопротивление грунта заземлителей (горизонтальных и вертикальных):

$$\rho_{рв} = k_c \cdot \rho \quad (57)$$

где k_c – коэффициент сезонности, который учитывает промерзание и просыхание грунта;

$\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ — удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя.

$$\rho_{рв} = 2 \cdot 100 = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_{рг} = 6 \cdot 100 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

3. При вертикальном заземлении необходимо рассчитать глубину заземления электродов (монтаж вертикального заземлителя представлен на рисунке 11)

Заглубление заземлителей рассчитаем следующим образом:

$$t = t_0 + 0,5 l \quad \text{м,} \quad (58)$$

где $t_0 = 0,5-0,8$ – это глубина заложения верхнего конца заземлителя, м.

$$t = 0,5 + 0,5 \cdot 3 = 2 \quad \text{м,}$$

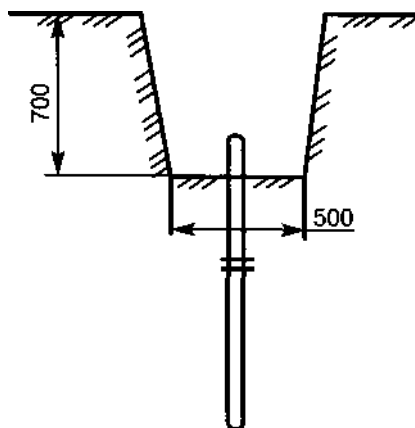


Рисунок 11 – Монтаж вертикального заземлителя.

4. Рассчитаем сопротивление растеканию вертикального электрода. В качестве такого электрода возьмем уголок №50 длиной 3 м:

$$R = \frac{0,366 \rho_{\text{рв}}}{l_{\text{в}}} \left(\lg \frac{2l_{\text{в}}}{0,95b} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + l_{\text{в}}}{4t - l_{\text{в}}} \right) \quad (59)$$

где $\rho_{\text{рв}}$ — расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$l_{\text{в}}$ – длина электрода, м;

b – ширина полки уголка, м;

t – глубина заложения, м.

$$R = \frac{0,366 \cdot 200}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 55,4 \quad \text{Ом,}$$

5. Примерное количество вертикальных заземлителей для заземления по контуру (на рисунке 12 представлены виды вертикального заземления):

$$n_e = \frac{R}{k_{\text{и.в}} R_3}, \quad (60)$$

где $k_{\text{и.в}}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей;

R – сопротивление растеканию вертикального электрода, Ом;

R_3 – сопротивление заземляющего устройства, Ом.

$$n_e = \frac{55,4}{0,65 \cdot 4} \approx 21$$

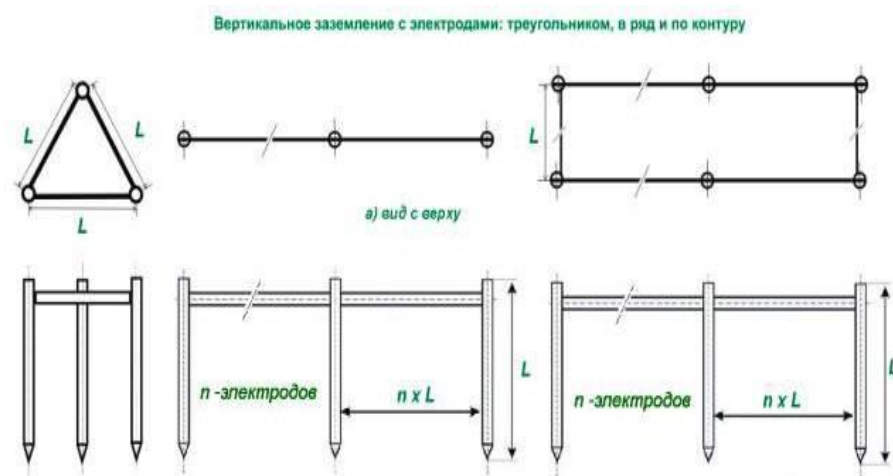


Рисунок 12 – Виды вертикального заземления.

6. Рассчитаем длину заземлителя горизонтального:

$$l_{\Gamma} = 1,05 \cdot n_{\text{в}} \cdot a \quad (61)$$

где 1,05 – электрическое сопротивление грунта;

$n_{\text{в}}$ – количество заземлителей;

a – расстояние между электродами, м.

$$l_{\Gamma} = 1,05 \cdot 21 \cdot 6 = 128,3 \text{ м.}$$

7. Определим сопротивление растеканию горизонтальных электродов
Горизонтальные электроды в нашем случае это полосы $40 \times 4 \text{ мм}^2$, приваренные к верхним концам уголков:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \rho_{p.z.}}{k_{и.г} l_2} \lg \frac{2l_{\Gamma}^2}{bt} \quad (62)$$

где $\rho_{pв}$ — расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$K_{и.г}$ — коэффициент использования вертикальных заземлителей;

l_2 — длина горизонтального электрода, м;

b — ширина полки уголка, м;

t — глубина заложения, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,32} \frac{0,366 \cdot 600}{128,3} \lg \frac{2 \cdot 128,3^2}{0,04 \cdot 0,5} = 33,25 \text{ Ом.}$$

8. Уточним сопротивление вертикальных электродов:

$$R'_{B} = \frac{R_{\Gamma} R_3}{R_{\Gamma} - R_3} \text{ Ом.} \quad (63)$$

где R_{Γ} — сопротивление растеканию горизонтальных электродов, Ом;

R_3 — сопротивление заземляющего устройства, Ом.

$$R'_{B} = \frac{33,25 \cdot 4}{33,25 - 4} = 4,55$$

9. Найдем число вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{R_B}{k_{и.в} R'_B} \quad (64)$$

где R_B – сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей, Ом;
 $k_{и.в}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей;
 R'_B – сопротивление вертикальных электродов, Ом.

$$n_B = \frac{55,4}{0,65 \cdot 4,55} = 18,7$$

Следовательно, для монтажа необходимо 19 вертикальных электродов.

7.2 Расчет молниезащиты

Молния довольно опасна для электрических сетей и электрооборудования. Линии электропередачи наиболее подвержены ударам молний, такое поражение часто приводит к перекрытиям изоляции и аварийным отключениям линий. Возникающие при поражении ЛЭП молнией электромагнитные волны распространяются вдоль линии непосредственно до подстанции и могут вызывать опасные перекрытия, а также повреждения электрооборудования.

Здания и сооружения защищают от прямых ударов молнии чаще всего с помощью молниеотводов следующих типов: стержневые, тросовые, сетчатые, комбинированные. Защита молниеотвода исходит из того, что основным свойством молнии является поражение самых высоких и надежно заземленных сооружений из металла. В силу данного принципа более низкое по сравнению с молниеотводом защищаемое здание не будет поражаться молнией, при условии его нахождения в зоне защиты. Производственные, жилые и общественные здания и сооружения в зависимости от их конструктивных характеристик, назначения и значимости, вероятности возникновения взрыва или пожара, технологических особенностей, а также от интенсивности грозовой деятельности в районе их местонахождения подразделяются на три категории по устройству молниезащиты в

соответствии с ПУЭ: «I производственные здания и сооружения со взрывоопасными помещениями классов В-I и В-II по ПУЭ; II — другие здания и сооружения со взрывоопасными помещениями, не относимые к I категории; III — все остальные здания и сооружения».

Амплитуды токов молнии варьируются от нескольких сотен ампер до двухсот пятидесяти килоампер с длиной импульса от 20 до 80 мкс. Тем не менее, довольно мала вероятность попадания молнии наивысшей амплитуды, поэтому в качестве расчетных параметров установим: $I_{\text{МАКС}} = 150 \text{ кА}$; $T_{\text{И}} = 40 \text{ мкс}$.

Так как в рассматриваемом случае подстанция является открытой, то защитим ее от прямых ударов молнии при помощи стержневых молниеотводов.

Конструкция стержневого молниеотвода приведена на рисунке 13, он состоит из молниеприемника (1), несущей конструкции (2), токоотвода (3) и заземлителя (4).

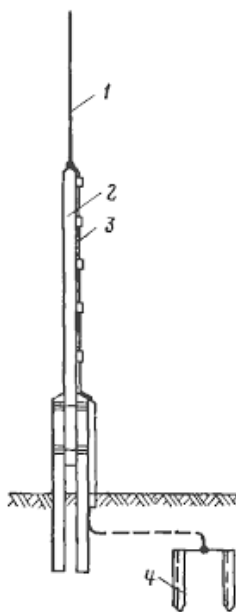


Рисунок 13 – Схема стержневого молниеотвода

Зону защиты от попадания молний выберем типа А, а категорию II.

Определим начальные данные:

- высота объекта молниезащиты $h_x = 6$ м;
- длина объекта 27 метров, а его ширина 18 м (а и b);
- электрическая прочность земли $E_z = 300$ кВ/м.
- ток молнии $I_M = 150$ кА;
- электрическая прочность воздуха $E_B = 500$ кВ/м;

Среднегодовое число ударов молний на один квадратный километр поверхности земли для территории, на которой находится ГПП АО СПО «Арктика» при среднегодовой продолжительности гроз от 40 до 60 часов $n=6$:

$$N = (b + 6 \cdot h_x) \cdot (a + 6 \cdot h_x) \cdot n \cdot 10^{-6} \quad (65)$$

где a – длина объекта, м;

b – ширина объекта, м;

h_x – высота объекта, м;

n – среднегодовое число ударов молний.

Предполагаемое число поражений молнией зданий и сооружений, не оборудованных средствами молниезащиты в год:

$$N = 0,02041$$

Амплитудное импульсное напряжение на молниеотводе, вершина которого расположена на высоте h_x :

$$U_{\max.} = \frac{I_M}{2} \left(R_{И} + \sqrt{R_{И}^2 + h_x^2} \right), \quad (66)$$

где I_M - ток молнии, кА;

$R_{И}$ – импульсное сопротивление заземлителя, кОм;

h_x - высота объекта защиты, м.

Получаем $U_{\max.} = 1625$ кВ

При этом расстояние по воздуху должно быть не меньше:

$$S_{\text{мин.в}} = \frac{U_{\max}}{E_{\text{в}}} \text{ м.} \quad (67)$$

где U_{\max} - амплитудное импульсное напряжение на молниеотводе, кВ;

$E_{\text{в}}$ - электрическая прочность воздуха.

$$S_{\text{мин в.}} = \frac{1625}{500} = 3,25 \text{ м}$$

4. А расстояние в земле:

$$S_{\text{мин.з}} = \frac{I_{\text{м}} R_{\text{и}}}{E_{\text{з}}} \text{ м.} \quad (68)$$

где $I_{\text{м}}$ - ток молнии, кА;

$R_{\text{и}}$ - импульсное сопротивление заземлителя, кОм;

$E_{\text{з}}$ - электрическая прочность заземлителя.

$$S_{\text{мин.з}} = \frac{150 \cdot 10}{300} = 5 \text{ м.}$$

При выбранных значениях расстояний между молниеотводами и защищаемой ГПП не будет происходить пробой. Далее, полагаем необходимым выявить параметры зоны молниезащиты: $L > h$. $h = 24$ — высота молниеотвода, м.

$$L = a + 2 \cdot S_{\text{з}} \quad (69)$$

где a - длина объекта защиты, м.;

S –расстояние между заземлителями, м.

$$L = 27 + 2 \cdot 5 = 37 \text{ м.}$$

На рисунке 14 приведена схема зоны защиты относительно молниеотвода.

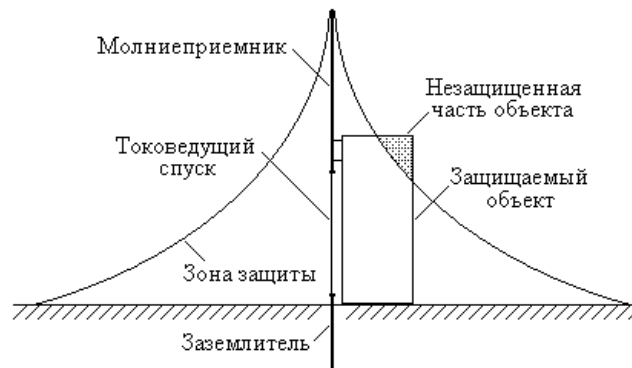


Рисунок 14 - Схема зоны защиты относительно молниеотвода.

Следовательно, высоту опоры молниеотвода рассчитаем следующим образом:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (70)$$

где 0,85 – коэффициент молниеотвода, определенный высотой конуса и его радиусом у земли;

h – высота молниеотвода, м.

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м.}$$

Находим радиус защитной зоны на уровне земли для зоны А:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (71)$$

где h – высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 26,3 \text{ м.}$$

Находим радиус зоны защиты на уровне h_x для зоны А:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - h_x / 0,85) \quad (72)$$

где h – высота молниеотвода, м.

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot (24 - 6 / 0,85) = 17,82 \text{ м.}$$

Определим параметры защитной зоны в точке $L/2$ (между молниеотводами).

Высота:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (73)$$

где h_0 – высота опоры молниеотвода, м;

h – высота молниеотвода, м;

L – зона защиты молниеотвода, м.

$$h_c = 20,04 - (0,17 + 0,0003 \cdot 24) \cdot (37 - 24) = 16,89 \text{ м.}$$

Ширина на высоте h_x :

$$r_{cx} = r_0 \cdot (h_c - h_x) / h_c \quad (74)$$

где r_0 – радиус защитной зоны на уровне земли, м;

h_c – высота защитной зоны в точке $L/2$, м;

h_x – высота объекта молниезащиты, м.

$$r_{\text{сх}} = 26,3 \cdot (16,89 - 6) / 16,89 = 16,96 \text{ м.}$$

Дополнительно считаю необходимым предусмотреть четыре вертикальных электрода, которые будут соединяться между собой стальной полосой.

В целях защиты главной понизительной подстанции АО «СПО» Арктика» от вторичных проявлений молнии, электростатической и электромагнитной индукции, а также заноса высоких потенциалов предусмотрим следующие мероприятия:

а) в целях защиты объекта от заноса высоких потенциалов присоединяем все металлические коммуникации и оболочки кабелей (в месте ввода их в здание) к заземлителю защиты от вторичных воздействий молнии

б) в качестве защиты от искрения, параллельно расположенные металлические конструкции соединяем металлическими перемычками;

в) в качестве защиты от потенциалов заземляем все проводящие элементы объекта.

Схема заземления и молниезащиты ГПП представлена в приложении (Приложение Е).

Заключение

В выпускной квалификационной работе исследована реконструкция главной понизительной подстанции 35/10 кВ АО «СПО Арктика».

Рассмотрена замена измерительных трансформаторов тока и напряжения на более современные с повышенным классом точности. При этом счетчики также подлежали замене и были выбраны ЕвроАЛЬФА с классом точности 0,5. Повышение класса точности измерительного оборудования позволит более точно определять потери в сетях и бороться с хищением электроэнергии.

Также рассмотрена возможность замены выключателей на распределительных устройствах 110, 35 и 6 кВ на элегазовые и вакуумные, которые способны отключать номинальные и аварийные токи с высокой эффективностью.

Компенсация реактивной мощности оказалась наиболее существенным методом снижения расхода электроэнергии. На каждом присоединении была установлена соответствующая конденсаторная батарея типа УКРМ на 10,5кВ для обеспечения значения коэффициента мощности близкому к 0,92. Регулируемые батареи конденсаторов позволят изменять генерируемую реактивную мощность в зависимости от нужд потребителей, таким образом поддерживая практически постоянным необходимый коэффициент мощности. Следовательно, произойдет снижение потерь в силовых трансформаторах и питающих высоковольтных воздушных линиях.

Для функционирования системы АИСКУЭ рассмотрен выбор счетчиков электроэнергии ЕвроАЛЬФА. Счетчики постоянно связаны с центром сбора данных прямыми каналами связи и опрашиваются в соответствии с заданным расписанием опроса.

Также, усовершенствована система защитного заземления, молниезащиты.

Список используемых источников

1. Абрамова Е.А., Алешина С.К., Чиндякин В.И. Расчет понизительной подстанции в системах электроснабжения. – Оренбург ГОУ ОГУ, 2004. – 91 с. [Электронный ресурс] URL: <http://window.edu.ru>. (дата обращения: 20.03.2022).
2. Вакуумные выключатели ВВ/TEL. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://www.tavrida.com> (дата обращения: 10.04.2022).
3. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов. Издательство ЮУрГУ, 2002. – 59 с. [Электронный ресурс] URL: <http://window.edu.ru> (дата обращения: 10.03.2022).
4. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. СО 153-34.2.122-2003, Москва ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 60 с.
5. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергосервис, 2002. – 375 с.
6. Климова Г.Н. Электрические системы и сети. Энергосбережение: учебное пособие для среднего профессионального образования/Г.Н. Климова. - 2-е изд.- Москва: Издательство Юрайт, 2020. – 179 с.
7. Кокин С.Е., Дмитриев С.А. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса. – Издательство Уральского университета, 2018, – 192с. [Электронный ресурс] URL: <http://hdl.handle.net/10995/58601> (дата обращения: 20.03.2022).
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 640 с.
9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.248-2017. – 49 с.
10. Правила устройства электроустановок, 7-е изд., 2007 – 854 с.

11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Утв. приказом Минэнерго России № 229 от.19.06.03: 53 ввод. с 1 окт.2003 г. / М-во энергетики РФ. – СПб. : Изд-во ДЕАН, 2003. – 336 с.
12. Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: www.zeto.ru (дата обращения: 20.03.2022).
13. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 – 61 с.
14. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. - М.: Издательский, центр «Академия», 2013. – 448 с.
15. Справочник по проектированию электрических сетей. / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Издательство НЦ ЭНАС. – 2005. – 179 с.
16. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – 32 с.
17. Трансформаторы напряжения НАЛИ-НТЗ. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://intzv.ru> (дата обращения: 13.03.2022).
18. Трансформаторы тока ТЛО-10. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <http://www.kztt.ru> (дата обращения: 20.03.2022).
19. Установки компенсации реактивной мощности УКРМ-6-10 кВ. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://khomovelectro.ru> (дата обращения: 20.03.2022).
20. Фролов Ю.М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения. Издательство Лань, 2021.– 480 с. [Электронный ресурс] URL: <http://e/lanbook.com> (дата обращения: 20.03.2022).