

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы электроснабжения ГПП-2
ООО «Тольяттинский Трансформатор»

Студент

С.Э. Алехин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Объектом ВКР служит распределительный пункт РП-4 6 кВ, электроснабжение которого осуществляется посредством кабельных линий электропередачи от ГПП-2 110/6 кВ. Предметом проектирования ВКР является электрооборудование напряжением 110, 6 кВ.

В работе осуществлен математический расчет по выбору мощности трансформатора, произведены расчеты токов КЗ, выбор и проверка нового оборудования, релейной защиты и автоматики и рассмотрены следующие вопросы, решения которых описаны в разделах и подразделах ВКР:

- характеристика источника электроснабжения распределительного пункта 6кВ РП-4;
- расчет нагрузок РП-4 6кВ от существующих ТП-1000/6/0,4кВ;
- основные технические решения по реконструкции системы электроснабжения;
- надежность системы электроснабжения и качество электроэнергии;
- основные технические решения по распределительному пункту РП-4 6кВ;
- перечень объектов строительства;
- выбор мощности трансформатора ГПП-2 110/6 кВ;
- расчет токов короткого замыкания;
- релейная защита и автоматика;
- кабельные линии;
- научная организация труда.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 63 с., включает 2 таблицы, 21 литературных источников и 2 рисунка.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Характеристика источника электроснабжения.....	7
1.1 Электромагнитная совместимость электротехнического оборудования	7
1.2 Электроосвещение распределительного пункта 6кВ РП-4.....	8
1.3 Заземление и молниезащита распределительного пункта 6кВ РП-4....	8
1.4 Климатические и геологические условия строительства распределительного пункта 6кВ РП-4.....	9
1.5 Характеристика площадки строительства распределительного пункта 6кВ РП-4.....	11
2 Расчет нагрузок распределительного пункта РП-4 6кВ.....	13
2.1 Расчет проектируемых нагрузок РП-4 6кВ в нормальном и аварийных режимах.....	13
2.2 Нагрузки существующих РП-6кВ	14
3 Основные технические решения по реконструкции системы электроснабжения.....	15
4 Надежность системы электроснабжения и качество электроэнергии..	16
5 Основные технические решения по распределительному пункту РП-4 6кВ.....	17
6 Перечень объектов строительства.....	20
7 Выбор мощности трансформатора ГПП-2 110/6 кВ	21
7.1 Техничко-экономический расчёт выбора трансформаторов.....	21
7.1.1 Расчет приведенных затрат подстанции с двумя трансформаторами ТРДН 25000/110/6.....	21
7.1.2 Расчет приведенных затрат подстанции с двумя трансформаторами ТРДН 40000/110/6.....	27
8 Расчет токов короткого замыкания.....	31

8.1 Ток короткого замыкания на шинах РП-4 6кВ (Точка К3).....	32
8.2 Ток короткого замыкания перед трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ ТП-26 (Точка К4).....	33
8.3 Ток короткого замыкания за трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ ТП-26 (Точка К5).....	34
8.4 Ток короткого замыкания перед трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ КТП-32 (Точка К6(К6'')).....	34
8.5 Ток короткого замыкания за трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ КТП-32 (Точка К7(К7'')).....	35
8.6 Ток короткого замыкания перед трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ КТП-31 (Точка К8(К8'')).....	36
8.7 Ток короткого замыкания за трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ КТП-31 (Точка К9(К9'')).....	37
8.8 Расчет токов короткого замыкания от фидера №21(22) ЗРУ-6 кВ ГПП-2. Ток короткого замыкания на шинах РП-3 6 кВ (Точка К4(К4'')).....	38
8.9 Расчет токов короткого замыкания от фидера №17(10) ЗРУ-6 кВ ГПП-2. Ток короткого замыкания на шинах РП-2 6 кВ (Точка К5(К5'')).....	38
8.10 Расчет токов короткого замыкания от фидера №13 ЗРУ-6 кВ ГПП-2. Ток короткого замыкания на шинах РП 6 кВ ИЦ (Точка К6(К6'')).....	39
8.11 Расчет токов короткого замыкания от фидера №14 ЗРУ-6 кВ ГПП-2. Ток короткого замыкания на шинах РП 6 кВ ИЦ (Точка К7(К7'')).....	40
9 Релейная защита и автоматика.....	42
9.1 Расчет уставок релейных защит.....	45
9.1.1 Уставки КТП-32 6/0,4 кВ сторона 0,4 кВ.....	45
9.1.2 Уставки отходящей линии 6 кВ (от РП-4 6 кВ до шкафа ввода 6 кВ РУ-6 кВ КТП-32 6/0,4 кВ).....	46

9.1.3 Уставки секционного выключателя 6 кВ РП-4 6 кВ.....	48
9.1.4 Уставки выключателя ввода 6 кВ РП-4 6 кВ.....	49
10 Кабельные линии.....	51
10.1 Кабельные линии 6кВ.....	51
10.2 Волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС).....	52
11 Научная организация труда.....	54
11.1 Организация эксплуатации.....	54
11.2 Оперативное управление РП-4.....	54
11.3 Автоматизированный учет электроэнергии РП-4.....	55
11.4 Противопожарные мероприятия и противопожарная защита.....	57
11.5 Охрана труда и техника безопасности при эксплуатации проектируемых объектов.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	62

ВВЕДЕНИЕ

Новейшие образцы электротехнического оборудования, поставляемого на действующие и вновь возводимые электроэнергетические объекты должны соответствовать, постоянно ужесточающимся требованиям к экологичности, безопасности и надежности функционирования в различных режимах.

Состояние главных понизительных подстанций и станций в настоящее время имеет повышенный износ. Риск возникновения аварийных отключений потребителей электрической энергии возрастает на фоне роста и развития промышленности, строительства и восстановления ранее разорившихся промышленных предприятий.

В связи с чем, мероприятия, направленные на проведения модернизаций, техническое перевооружение и реконструкции действующих энергетических объектах является весьма актуальными для Российской электроэнергетики.

Учитывая сказанное, тема ВКР «Реконструкция системы электроснабжения ГПП-2 ОАО Тольяттинский Трансформатор», направленная на повышение надежности и экономичности функционирования системы, имеет высокую значимость и актуальность.

При проведении реконструкции необходимо решить ряд следующих задач:

- провести анализ характеристики источника электроснабжения распределительного пункта 6кВ РП-4;
- сформулировать основные технические решения по реконструкции системы электроснабжения;
- предложить технические решения по размещению распределительному пункту РП-4 6кВ на территории предприятия;
- сформировать перечень объектов строительства;
- осуществить выбор мощности трансформатора ГПП-2 110/6 кВ;
- произвести расчет токов короткого замыкания;
- рассчитать уставки релейной защиты и автоматики.

1 Характеристика системы электроснабжения

В ходе исследования состояния электрооборудования действующей ГПП-2 110/6кВ завода ООО "Тольяттинский Трансформатор" выявлено, что установленное оборудование соответствует всем необходимым техническим требованиям, в том числе с точки зрения надежности и безопасности функционирования. Однако, распределительные внутризаводские электрические сети имеют однолучевую схему электроснабжения наиболее ответственных потребителей предприятия.

В связи с чем, предлагается установку распределительного пункта. Источником электроснабжения для вновь проектируемого распределительного пункта 6кВ РП-4 и существующих РП-2, РП-3, РП-6кВ в машинном зале Испытательного Центра в трансформаторном корпусе является ГПП-2 110/6кВ завода ООО "Тольяттинский Трансформатор".

Обоснованием принятой схемы электроснабжения для РП-4 послужило распределение нагрузок приемников электроэнергии (цех трансформаторов 1-3 габаритов, кислородная станция, цех №2).

Место расположения РП-4 находится симметрично относительно электроприемников.

Такое расположение источника электроснабжения принято с учетом развития цехов и предприятия в целом.

1.1 Электромагнитная совместимость электротехнического оборудования

При проектировании распределительного пункта 6кВ РП-4 выполнен комплекс мероприятий, обеспечивающих электромагнитную совместимость устройств РЗА, ПА, телемеханики и связи в соответствии с РД 34.20.116-93 "Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех".

Основные мероприятия включают в себя:

- компоновочные решения объекта (компоновка и размещение силового первичного оборудования, как источника импульсных высокочастотных помех, магнитных полей в помещении РП-4);

- выполнение устройств защиты вторичных цепей и устройств от электромагнитных воздействий молнии (размещение по отношению к кабельным трассам и зданиям с обеспечением допустимого воздействия молнии на вторичные цепи и устройства);

- выбор заземляющего устройства распределительного пункта;

- выбор трассы прокладки кабельных линий;

- прокладка силовых и контрольных кабелей вторичной коммутации по разным трассам; - обеспечение электромагнитной совместимости высоковольтных входов устройств РЗА, ПА АСУ ТП, при подключении к ним кабелей разных напряжений;

- обеспечение защиты от импульсных помех в системе переменного оперативного тока.

1.2 Электроосвещение распределительного пункта 6кВ РП-4

Предусмотрено внутреннее освещение шкафов КРУ на напряжении ~36В.

Внутреннее и наружное освещение модульного здания распределительного пункта выполняется заводом-изготовителем здания.

Внутреннее освещение помещения РП-4 выполняется на лампах дневного света -220В. Наружное освещение выполнено светильниками водозащищенного исполнения на лампах накаливания -220В.

Светильники наружного освещения устанавливаются над входными и монтажными дверями. Управление внутренним и наружным освещением предусмотрено со щитка собственных нужд ЩСН модульного здания, который поставляется комплектно с модульным зданием.

В качестве заземляющего РЕ-проводника используется 3-я жила кабеля

питающего лампы освещения.

1.3 Заземление и молниезащита распределительного пункта 6кВ РП-4

Заземление модульного здания РП-4 6кВ и оборудование, расположенное в нем, должно быть выполнено в соответствии с главой 1.7 ПУЭ издания 7.

Общее сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть не более 4 Ом. После монтажа заземляющего устройства следует произвести замер сопротивления заземляющего контура и в случае необходимости забить дополнительные электроды.

Вновь сооружаемые строительные металлоконструкции, шкафы КРУ серии D-12P надежно заземлить, присоединив их к заземляющему устройству стальной полосой сечением 40x4 при помощи сварки к заземляющему устройству и болтовых соединений в шкафах N1 и N2 КРУ.

Заземляющее устройство и шину заземления по периметру внутри модульного здания надежно соединить между собой стальной полосой сечением 40x4 при помощи сварки.

В качестве защиты оборудования КРУ и кабельных линий 6кВ от грозовых и коммутационных перенапряжений данной проектной документацией предусмотрены ограничители перенапряжений нелинейные типа РТ/ТЭЕ-6/6,9УХЛ2.

1.4 Климатические и геологические условия строительства распределительного пункта 6кВ РП-4

Условия строительства распределительного пункта следующие:

-температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 - минус 30 С;

-температура наружного воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92 - минус 36°С;

-нормативное скоростное давление ветра для III географического района - 0,38 кПа; -расчетное значение веса снегового покрова для IV географического района - 2,4 кПа; -нормативная глубина промерзания для суглинков - 160см;

-климатический район строительства - НВ;

Инженерно-геологические изыскания выполнены в 2009г ООО "Самара ТИЗИС" отделом инженерных изысканий г. Тольятти (Арх.3297) на объекте Распределительный пункт 6кВ РП-4, расположенный на территории ООО "Тольяттинский Трансформатор" по ул. Индустриальная, 1 в Центральном районе г. Тольятти.

ИГЭ-1- насыпной грунт - почва суглинистая с прослоями песка мелкого с включением щебня до 15%. Мощность слоя -1,40-1,50м.

ИГЭ-2- почва суглинистая, залегает ниже насыпных грунтов до глубины 2,60м. Мощность слоя -1,10-1,20м;

ИГЭ-3- суглинок светлоричного цвета, твердой, полутвердой и тугопластичной консистенции, макропористый, с включением солей карбонатов.

Суглинки подстилают насыпные и почвенные грунты на глубине 2,60м.

Вскрытая мощность слоя - 5,40м;

Основанием фундаментов будет служить грунт ИГЭ3.

Грунт ИГЭ-3 имеет следующие расчетные значения физико-механических свойств в состоянии водонасыщения при $a=0,85$

- плотность $\rho = 1,85$ т/м³ ;

- удельный вес $\gamma = 18,13$ кН/м³;

-коэффициент пористости $e = 0,789$;

- модуль деформации $E = 9$ МПа;

- удельное сцепление $C = 17$ кПа;

- угол внутреннего трения $\varphi = 22^\circ$;

- при природной влажности модуль деформации $E = 16$ МПа;

в состоянии водонасыщения при $a=0,95$:

-плотность $\rho = 1,83$ т/м³;

- удельный вес $\gamma = 17,93$ кН/м ;
- коэффициент пористости $e = 0,789$;
- модуль деформации $E = 9$ МПа;
- удельное сцепление $C = 16$ кПа;
- угол внутреннего трения $i = 21,4$;
- при природной влажности модуль деформации $E = 16$ МПа;

Грунтовые условия участка строительства в зависимости от возможности проявления просадки грунтов от их собственного веса при замачивании относятся к I типу по просадочности.

Подземные воды на исследуемом участке до глубины 8,0м не встречены.

По природным и техногенным факторам участок является потенциально неподтопляемым.

По степени морозной пучинистости грунты в интервале глубин 0,00-1,6м характеризуются как слабопучинистые, грунты неагрессивны к бетонным и железобетонным конструкциям.

Сейсмичность района равна 6 баллам, категория грунтов по сейсмичности по таблице СНиП 11-7-81-вторая.

1.5 Характеристика площадки строительства распределительного пункта 6кВ РП-4

Вновь строящийся распределительный пункт 6кВ РП-4 расположен на территории ООО "Тольяттинский Трансформатор" в центральном районе г. Тольятти.

Рельеф площадки спокойный.

Отвод атмосферных вод с проектируемой площадки РП-4 осуществляется поверхностным способом.

Площадка под строительство распределительного пункта 6кВ РП-4 определена службой Главного энергетика и согласована с архитектурой завода.

2 Расчет нагрузок распределительного пункта РП-4 6кВ

2.1 Расчет проектируемых нагрузок РП-4 6кВ в нормальном и аварийных режимах

Существующая установленная мощность ТП-26 (Одно-трансформаторная) Цех №2 (изоляционных материалов):

- трансформатор силовой Т-1 типа ТМ-1000-6/0,4кВ; $I_n=96,34$ А;
- ТП-31 Кислородная станция;
- трансформатор силовой Т1 и Т2 типа ТМГ-1000-6/0,4кВ и ТМ-1000-6/0,4кВ; $I_n=96,34$ А; ТП-32 Цех по производству трансформаторов 1-3 габаритов.
- трансформатор силовой Т1 и Т2 типа ТМГ-1000-6/0,4кВ; $I_n=96,34$ А;
- распределительный пункт 6кВ РП-4
- трансформатор собственных нужд ТСН1 и ТСН2 типа ТЛС-40-6/0,4кВ; $I_n=3,85$ А;

В работе всегда находится один из трансформаторов собственных нужд.

Суммарная нагрузка на вводах в РП-4 6кВ (нормальный режим):

- трансформаторы первой секции загружены на 45%;
- трансформаторы второй секции загружены на 50%.

Принимаем загрузку трансформатора ТСН-1 (ТСН-2) - 90%.

1-я секция: - в работе трансформаторы Т-1 подстанций ТП-26, ТП-31, и КТП-32 $96,34 \times 0,45 \times 3 = 130,1$ А

Трансформатор собственных нужд ТСН1 $3,85 \times 0,9 = 3,465$ А
 $I_{\text{сум.расч.н}} = 130,1 + 3,465 = 133,6$ А.

2-я секция: - в работе трансформатор Т-1 подстанции ТП-26 $96,34 \times 0,45 = 43,35$ А

- в работе трансформаторы Т-2 подстанций ТП-31, и КТП-32 $96,34 \times 0,5 \times 2 = 96,34$ А Трансформатор собственных нужд ТСН2 $3,85 \times 0,9 = 3,465$ А

$I_{\text{сум.расч.н}}=139,69+3,465=143,155\text{А.}$

Суммарная нагрузка на вводе РП-4 6кВ ООО (аварийный режим):

Распределительный пункт РП-4 6кВ питается от одного ввода.

1-я секция в работе трансформаторы Т-1 подстанций ТП-26, ТП-31, и КТП-32 $96,34 \times 0,45 \times 3 = 130,1$ А. Трансформатор собственных нужд ТСН1 $3,85 \times 0,9 = 3,465\text{А}$; $I_{\text{сум.расч.н}} = 130,1 + 3,465 = 133,6$ А.

2-я секция в работе трансформаторы Т-2 подстанций ТП-31 и КТП-32 $96,34 \times 0,5 \times 2 = 96,34\text{А}$ Трансформатор собственных нужд ТСН2 в горячем резерве.

Аварийная нагрузка на вводе 1 (2): $I_{\text{авар.расч.н}} = 133,6 + 96,34 = 229,94$ А.

2.2 Нагрузки существующих РП-6кВ

РП-2. Трансформаторный цех

Нагрузка на вводе в РП-2 6кВ (нормальный режим)

$$I_{\text{раб}} = 250 \text{ А}$$

Нагрузка на вводе в РП-2 6кВ (аварийный режим)

$$I_{\text{авар.}} = 500 \text{ А}$$

РП-3. Цех высоковольтных тиристорных блоков.

Нагрузка на вводе в РП-3 6кВ (нормальный режим)

$$I_{\text{раб.}} = 125 \text{ А}$$

Нагрузка на вводе в РП-3 6кВ (аварийный режим)

$$I_{\text{авар.}} = 250 \text{ А}$$

РП-6кВ. Машинный зал Испытательного Центра Нагрузка на вводе в РП-6кВ (нормальный режим)

$$I_{\text{раб.}} = 870 \text{ А}$$

3 Основные технические решения по реконструкции системы электроснабжения

Предлагается установить новый распределительный пункт 6кВ для электроснабжения КТП-2*1000кВА (кислородная станция), КТП-2*1000кВА (корпус производства трансформаторов 1-3 габаритов) и ТП-1*630кВА (цех изоляционных изделий). Для РП предусмотреть модульное здание из сэндвич панелей с установкой КРУН-6 кВ. КРУН-6 кВ производства Таврида-Электрик с ячейками КРУЭЛТА. КРУН должно иметь две секции без АВР (т.к. для кислородной станции АВР нежелателен), предусмотреть 3 ячейки на каждой секции для питания потребителей. В ячейках предусмотреть вакуумные выключатели и микропроцессорную защиту. Предусмотреть на каждой секции резервные места для возможности установить дополнительно по одной отходящей ячейке. Перемычку между секциями выполнить кабелем из сшитого полиэтилена. Все выходы - кабельные.

Питание новой РП-4 предлагается осуществить от разных секций ЗРУ-6кВ проектируемой подстанции ГПП-2. При проектировании трасы прохождения КЛ использовать существующую технологическую эстакаду, от существующей эстакады до ЗРУ-6кВ подстанции ГПП-2 КЛ проложить в кабельном канале, от существующей эстакады до РП-4 КЛ проложить в земле.

Предусмотреть вывод сигнализации, учёта РП-4 и положения коммутационных аппаратов РП на диспетчерский пункт рядом с ГПП-2.

Для питания КТП-2*1000кВА (кислородная станция) от РП-4 предусмотреть прокладку двух новых кабельных линий по существующей эстакаде и по стене кислородной станции ТП-31.

Для питания ТП-1*630 (цех изоляционных изделий) от двух секций нового РП предусмотреть прокладку двух кабельных линий по существующей технологической эстакаде от РП до цеха №2, затем внутри по стенам до ТП-26.

Для питания КТП-2*1000 кВА от РП-4 предусмотреть прокладку двух кабельных линий по стене здания до КТП-32.

4 Надежность системы электроснабжения и качество электроэнергии

Надежность проектируемой системы электроснабжения цехов завода от ГПП-2 обусловлена её безотказностью, долговечностью и ремонтнопригодностью и обеспечивается внедрением прогрессивных схемных решений и резервированием электроснабжения.

По надежности электроснабжения электроприемники завода относятся ко II категории надежности.

ГПП-2 обеспечивается электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих существующих источников питания ВЛ-110кВ "ПС Левобережная" и вновь построенной отпайкой от ВЛ-110 кВ "ЛБ-СКЛ".

Качество электроэнергии на РП-4 обеспечивается техническими мероприятиями предусмотренными при реконструкции ГПП-2 110/6кВ в соответствии с требованиями ГОСТ13109-87, а именно:

- силовые трансформаторы ГПП-2 оснащены устройством регулирования напряжения, которые должны поддерживать напряжение на шинах ЗРУ-6кВ питающих РП-4 в пределах не ниже 105% от номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок;
- установку устройств компенсации реактивной мощности в техническом задании на присоединение РП-4 к ГПП-2 не оговорено;
- установку устройств компенсации реактивной мощности в техническом задании;
- уровень частоты поддерживается энергосистемой.

5 Основные технические решения по распределительному пункту РП-4 6 кВ

ВКР выполнена в соответствии с СНиП3.05.06-85- "Электротехнические устройства", Типовые материалы 407-03-456.87-ЭП Схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750кВ и ПУЭ.

Оборудование проектируемого распределительного пункта 6кВ РП-4 выбрано по ГОСТ 9920-89 и устанавливается во вновь проектируемом модульном здании производства ООО "Электротех-ТМ" г. Самара.

Питание РП-4 осуществляется от реконструируемой ГПП-2 110/6кВ двумя кабельными линиями 6кВ.

К установке в модульном здании приняты шкафы комплектного распределительного устройства "Классика" серии D-12P производства ООО "КРУЭЛТА" (г. С-Петербург).

Устройства комплектные распределительные КРУ серии D-12P предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50Гц с номинальным напряжением 110 кВ, с номинальным током 630-1600А, током короткого замыкания 20, 25кА в сетях с заземленной или изолированной нейтралью.

Схема электрических соединений на РП-4 принята -"Одна одиночная, секционированная выключателем, система шин"

Максимальное значение тока при трехфазном к.з. на вводе в РП-4 составляет 7632А.

В соответствии с указанными значениями токов к.з. предложено оборудование 6кВ.

Схемы вспомогательных цепей КРУ выполняются по принципиальным схемам заказчика.

Распределительный пункт 6кВ РП-4 состоит из 16 шкафов типа D-12P, производства ООО "КРУЭЛТА"(г. С-Петербург), с выключателями ВВ/TEL-10/25-1600У2 на вводах 6кВ и секционном выключателе 6кВ, отходящих

линиях ВВ/ТЕL-10/20-630У2.

В качестве защиты оборудования КРУ и кабельных линий 6кВ от грозовых и коммутационных перенапряжений данной проектной документацией предусмотрены ограничители перенапряжений нелинейные типа РТ/ТЕЕ-6/6,9УХЛ2.

Предусматривается установка в шкафах КРУ двух трансформаторов собственных нужд мощностью 40кВА, напряжением 6/0,4кВ, подключенных до ввода 6кВ через предохранители.

Отдельно устанавливается типовый шкаф АВР-0,4кВ собственных нужд производства ООО "КРУЭЛТА". В работе всегда один из трансформаторов собственных нужд, другой всегда в горячем резерве.

Управление выключателями 6кВ осуществляется местно-из ячеек КРУ.

Центральная сигнализация выполнена на переменном оперативном токе и собрана в шкафу секционного разъединителя.

Измерение и телеизмерение напряжения предусматривается на каждой секции шин.

Измерение и телеизмерение тока-на всех присоединениях 6кВ.

Учет активной и реактивной энергии на всех присоединениях 6кВ кроме секционного.

В составе КРУ серии D-12P применены микропроцессорные устройства защиты и автоматики типа "Сириус-21" производства ЗАО "Радиус - Автоматика", а также электронные микропроцессорные счетчики электрической энергии типа А1802 RALQ-P4GB-DW4 классом точности 0,2S/0,5 с цифровым интерфейсом EIA485 и телеметрическим выходом.

Счетчики устанавливаются на лицевой стороне дверей релейного шкафа.

На обратной стороне двери релейного шкафа предусмотрена установка разветвителя типа ПР-3; выводы измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения, используемые для автоматизированного учета, защищены от несанкционированного доступа.

Для подключения счетчиков к трансформаторам напряжения 6кВ

предусмотрены отдельные шинки учета для каждого ТН.

В местах подключения шинок учета к ТЕМ-6кВ предусмотрена установка 3-х полюсного автоматического выключателя с возможностью пломбирования.

Подключение счетчиков к измерительным цепям тока и напряжения в шкафах выполняется через испытательную проходную коробку с возможностью ее пломбирования

Проходная коробка устанавливается в релейном шкафу в непосредственной близости.

Для электропитания устройства телемеханики и аппаратуры связи предусмотрен однофазный фидер ~220В с ячейки N2 ТСН-2 с автоматического выключателя F6.

Для электропитания счетчиков электроэнергии предусмотрены шинки дополнительного питания электросчетчиков.

Во избежание ошибочных операций при обслуживании и ремонте в ячейках КРУ D-12P стандартно предусмотрены электромагнитные блокировки.

Система блокировок предотвращает неправильные действия персонала при производстве оперативных переключений.

Проектной документацией произведен расчет токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в заданных режимах.

Трансформаторы тока проверены по электродинамической, электротермической и 10% погрешности.

6 Перечень объектов строительства

Объектами строительства являются:

- распределительный пункт 6кВ РП-4;
- кабельная линия 6кВ от реконструируемой ГПП-2 до проектируемого РП-4;
- кабельная линия 6кВ от проектируемого РП-4 до существующей ТП-26 в цехе изоляционных материалов;
- кабельная линия 6кВ от проектируемого РП-4 до существующей ТП-31 в здании кислородной станции;
- кабельная линия 6кВ от проектируемого РП-4 до существующей КТП-32 у здания склада меди;
- кабельная линия 6кВ от реконструируемой ГПП-2 до существующего РП-3 в цехе высоковольтных тиристорных блоков;
- кабельная линия 6кВ от реконструируемой ГПП-2 до существующего РП-2 у здания цеха трансформаторов;
- кабельная линия 6кВ от реконструируемой ГПП-2 до существующего РП-6кВ в помещении машинного зала испытательного центра (цех трансформаторов);
- волоконно-оптическая линия связи от проектируемого РП-4 до ГПП-2.

7 Выбор мощности трансформатора ГПП-2 110/6 кВ

В связи с дополнительно присоединяемой электрической нагрузкой требуется пересмотр существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощностью. Для проведения анализа размеров приведенных затрат двух ближайших по мощности трансформаторов примем следующее условие:

$$S_{ном.т2} > S_{ном.т1} > S_{ном.т}$$
$$40 \text{ МВА} > 25 \text{ МВА} > 23 \text{ МВА}$$

7.1 Технико-экономический расчёт выбора трансформаторов

7.1.1 Расчет приведенных затрат подстанции с двумя трансформаторами ТРДН 25000/110/6

Технические параметры ТРДН 25000/110/6:

$$\Delta P_{XX} = 22 \text{ кВт} \quad \Delta P_{КЗ} = 120 \text{ кВт}$$
$$I_{XX\%} = 0.55\% \quad U_{К\%} = 10.5\%.$$

Потери реактивной мощности (Q_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (7.1)$$

$$Q_{xx} = \frac{0.55}{100} \cdot 25000 = 137,5 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности (P'_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx} \quad (7.2)$$

$$P'_{xx} = 22 + 0.05 \cdot 137,5 = 29 \text{ кВт}$$

где K_{un} – коэффициент изменения потерь принимаем 0,05 кВт/кВар.

Потери активной мощности ($P_{К.В.}$) в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при полной нагрузке (свыше номинальной мощности режим не рассматривается):

$$P_{К.В.} = P_{К.Н2.} = P_{К.Н1.} = 0,5 \cdot P_{К.ВН-НН} \quad (7.3)$$

$$P_{К.В.} = 0,5 \cdot 120 = 60 \text{ кВА}$$

Произведем расчет напряжения в режиме короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего классов напряжения следующим образом:

$$U_{КВ} = 0,125 \cdot U_{ВН-НН} \quad (7.3)$$

$$U_{КВ} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{К.НН1} = U_{К.НН2} = 1,75 \cdot U_{ВН-НН} \quad (7.4)$$

$$U_{К.НН1} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,37\%$$

Тогда потери реактивной мощности в режиме КЗ по обмоткам каждого класса можно определить, как:

$$Q_{КВ} = \frac{U_{КВ} \%}{100} \cdot S_{Н.Т} \quad (7.5)$$

$$Q_{КВ} = \frac{1,31}{100} \cdot 25000 = 327,5 \text{ кВар}$$

$$Q_{К.НН1} = Q_{К.НН2} = \frac{U_{К.НН} \%}{100} \cdot S_{Н.Т} \quad (7.6)$$

$$Q_{К.НН1} = Q_{К.НН2} = \frac{18,37}{100} \cdot 25000 = 4592,5 \text{ кВар}$$

Приведённые потери активной мощности режима короткого замыкания трансформаторного оборудования:

$$P'_{KB} = P_{KBH} + K_{III} \cdot Q_{KB}, \text{ где } P_{KBH} = 0 \quad (7.7)$$

$$P'_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 327,5 = 16,37 \text{ кВт}$$

$$P'_{KH-1} = P'_{KH-2} = P_{K3} + K_{III} \cdot Q_{KH} \quad (7.8)$$

$$P'_{KH} = 2 \cdot 120 + 0,05 \cdot 4592,5 = 289,6 \text{ кВт}$$

$$P'_K = P'_{KH} + P'_{KB} \quad (7.9)$$

$$P'_K = 289,60 + 16,37 = 306 \text{ кВт}$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки высшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,92 \quad (7.10)$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки низшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зс} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} \cdot 0,5 = 0,5 \cdot 0,92 = 0,46 \quad (7.11)$$

Произведем расчет потерь мощности трансформаторного оборудования:

$$P'_m = P_{xx}' + K_{зв}^2 \cdot P'_{к.вн} + K_{зн}^2 \cdot P'_{к.нн1} + K_{зн}^2 \cdot P'_{к.нн2} \quad (7.12)$$

$$P'_m = 29 + 0,92^2 \cdot 16,37 + 0,46^2 \cdot 289,60 + 0,46^2 \cdot 289,60 = 165,35 \text{ кВт}$$

Расчет потерь электрической энергии холостого хода:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i \quad (7.13)$$

Где n_m - количество трансформаторного оборудования подстанции, находящегося в параллельной работе.

Суммарные потери в режиме х.х.:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx,i}; \quad (7.14)$$

Расчет потерь электрической энергии в режиме к.з.:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P''_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P''_{к.сн} \cdot K_{зс}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P''_{к.нн} \cdot K_{зн}^2 \cdot T_i; \quad (7.15)$$

Где T_i – временной период пребывания некоторой нагрузки S_i .

Результирующие значения потерь в режиме короткого замыкания вычисляются следующим образом:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз,i} \quad (7.16)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах ПС:

$$\Delta W_{nc} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{квi} + \Delta W_{кci} + \Delta W_{кни}. \quad (7.17)$$

Экономическая нагрузка $S_{э}$:

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}}; \quad (7.18)$$

$$S_{э.пс} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{29}{306}} = 7,69 \text{ МВА.}$$

Расчётные данные по потерям электроэнергии внесены в табл. 7.1.

Таблица 7.1 - Расчётные данные по потерям электроэнергии

Ступени	$S_{ВНi},$ МВА	$S_{СНi},$ МВА	$S_{ННi},$ МВА	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.снi}$	$k_{з.ннi}$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.снi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.ннi},$ кВт*ч
1	24,6	12	12	2	213	9372	0,98	0,49	0,49	6187,16	7465,83	7465,83
2	24,4	12	12	2	426	18744	0,98	0,49	0,49	12173,9	14689,9	14689,9
3	23,4	12	12	2	319,5	14058	0,94	0,47	0,47	8397,38	10132,8	10132,8
4	23,1	12	12	2	517	22748	0,92	0,46	0,46	13242,1	15978,8	15978,8
5	22,3	11	11	2	213	9372	0,89	0,45	0,45	5084,29	6135,05	6135,05
6	20,5	10	10	2	547,5	24090	0,82	0,41	0,41	11044,2	13326,6	13326,6
7	19,7	10	10	2	973,5	42834	0,79	0,39	0,39	18134,7	21882,5	21882,5
8	18,5	9	9	2	213	9372	0,74	0,37	0,37	3499,16	4222,32	4222,32
9	17,7	9	9	2	365	16060	0,71	0,35	0,35	5488,84	6623,2	6623,2
10	16,7	8	8	2	912,5	40150	0,67	0,33	0,33	12215,4	14739,9	14739,9
11	15,3	8	8	2	912	40128	0,61	0,31	0,31	10247,5	12365,3	12365,3
12	13,9	7	7	2	182,5	8030	0,56	0,28	0,28	1692,52	2042,31	2042,31
13	12,5	6	6	2	106,5	4686	0,50	0,25	0,25	798,75	963,825	963,825
14	10,7	5	5	2	289	12716	0,43	0,21	0,21	1588,21	1916,43	1916,43
15	9,7	5	5	2	182,5	8030	0,39	0,19	0,19	824,228	994,569	994,569
16	9,1	5	5	2	213	9372	0,36	0,18	0,18	846,649	1021,62	1021,62
17	8,5	4	4	2	152	6688	0,34	0,17	0,17	527,136	636,077	636,077
18	7	4	4	1	654	14388	0,28	0,14	0,14	3076,42	3712,21	3712,21
19	4,5	2	2	1	228	5016	0,18	0,09	0,09	443,232	534,833	534,833
20	4,1	2	2	1	608,5	13387	0,16	0,08	0,08	981,973	1184,91	1184,91
21	3,4	2	2	1	152	3344	0,14	0,07	0,07	168,684	203,545	203,545
22	2,6	1	1	1	380	8360	0,10	0,05	0,05	246,605	297,57	297,57
Итого потери по ТП:					8760	340945				116909	141070	141070
											739994,26	

Произведем оценку потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 25000/110/6, имея расчётные данные:

$$\Delta W_{nc} = 0,740 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{xx} = 0,341 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{кз} = 0,399 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Ценовая стоимость потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 25000/110/6:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{\text{эx}} T_x \Delta W_{xx} + C_{\text{эк}}(t) \Delta W_{кз} \quad (7.19)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,012 \cdot 341 \cdot 10^3 + 0,013 \cdot 399 \cdot 10^3 = 9,28 \cdot 10^3 \text{ руб.},$$

Где $C_{\text{эx}} T_x = 0,012 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$ – стоимость 1 кВт·ч потерь;

$C_{\text{эк}}(t) = 0,013 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$ – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь электроэнергии трансформаторов.

Приведённые затраты:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K_1 + I_{\text{э}} + I_{W_{nc}} \quad (7.20)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 30 \cdot 10^6 + 2,82 \cdot 10^6 + 9,28 \cdot 10^6 = 16,60 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

Где $E_n=0,15$ –коэффициент эффективности функционирования;

K – капитальные затраты на оборудование ПС, руб

$$K_1 = 1 \cdot K = 2 \cdot 15\,000\,000 = 30\,000\,000 \text{ руб.};$$

$I_{\text{э}} = K \cdot P_{\text{сум}}$ – ежегодные эксплуатационные издержки, руб;

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K_1 \quad (7.21)$$

$$I_9 = 0,094 \cdot 30\,000\,000 = 2\,820\,000 \text{ руб};$$

$P_{\text{сум}} = 0,094$ - амортизационный коэффициент.

7.1.2 Расчет приведенных затрат подстанции с двумя трансформаторами ТРДН 40000/110/6

Технические параметры ТРДН 40000/110/6:

$$\Delta P_{XX} = 42 \text{ кВт} \quad \Delta P_{K3} = 175 \text{ кВт}$$

$$I_{XX\%} = 0,7\% \quad U_{K\%} = 10,5\%.$$

Потери реактивной мощности (Q_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 40000 = 280 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности (P'_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$P'_{xx} = 42 + 0,05 \cdot 280 = 56 \text{ кВт}$$

Где K_{un} – коэффициент изменения потерь принимаем 0,05 кВт/кВар.

Потери активной мощности ($P_{K.B.}$) в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при полной нагрузке (свыше номинальной мощности режим не рассматривается):

$$P_{K.B.} = 0,5 \cdot 175 = 87,5 \text{ кВА}$$

Произведем расчет напряжения в режиме короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего классов напряжения следующим образом:

$$U_{KB} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{K.HH1} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,37\%$$

Тогда потери реактивной мощности в режиме кз по обмоткам каждого класса можно определить, как:

$$Q_{KB} = \frac{1,31}{100} \cdot 40000 = 524 \text{ кВар}$$

$$Q_{К.НН1} = Q_{К.НН2} = \frac{18,37}{100} \cdot 40000 = 7348 \text{ кВар}$$

Приведённые потери активной мощности режима короткого замыкания трансформаторного оборудования:

$$P'_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 524 = 26 \text{ кВт}$$

$$P'_{KH} = 2 \cdot 175 + 0,05 \cdot 7348 = 717 \text{ кВт}$$

$$P'_K = 717 + 26 = 743 \text{ кВт}$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки высшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{НОМ.Т}} = 0,57$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки низшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зс} = \frac{S_i}{S_{НОМ.Т}} \cdot 0,5 = 0,29$$

Произведем расчет потерь мощности трансформаторного оборудования:

$$P'_m = 56 + 0,57^2 \cdot 26 + 0,29^2 \cdot 717 + 0,29^2 \cdot 717 = 185 \text{ кВт.}$$

Экономическая нагрузка $S_{э,э}$:

$$S_{э,э} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{56}{743}} = 10,98 \text{ МВА.}$$

Расчётные данные по потерям электроэнергии внесены в табл. 7.2.

Таблица 7.2- Расчётные данные по потерям электроэнергии

Ступени	$S_{ВНi}$, MBA	$S_{СНi}$, MBA	$S_{ННi}$, MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.снi}$	$k_{з.ннi}$	$\Delta W_{к.вi}$, кВт*ч	$\Delta W_{к.снi}$, кВт*ч	$\Delta W_{к.ннi}$, кВт*ч
1	24,6	12	12	2	213	17892	0,62	0,31	0,31	3524,58	7220,36	7220,36
2	24,4	12	12	2	426	35784	0,61	0,31	0,31	6935,01	14206,9	14206,9
3	23,4	12	12	2	319,5	26838	0,59	0,29	0,29	4783,66	9799,68	9799,68
4	23,1	12	12	2	517	43428	0,58	0,29	0,29	7543,49	15453,4	15453,4
5	22,3	11	11	2	213	17892	0,56	0,28	0,28	2896,33	5933,33	5933,33
6	20,5	10	10	2	547,5	45990	0,51	0,26	0,26	6291,44	12888,5	12888,5
7	19,7	10	10	2	973,5	81774	0,49	0,25	0,25	10330,6	21163	21163
8	18,5	9	9	2	213	17892	0,46	0,23	0,23	1993,34	4083,5	4083,5
9	17,7	9	9	2	365	30660	0,44	0,22	0,22	3126,78	6405,43	6405,43
10	16,7	8	8	2	912,5	76650	0,42	0,21	0,21	6958,63	14255,3	14255,3
11	15,3	8	8	2	912	76608	0,38	0,19	0,19	5837,62	11958,8	11958,8
12	13,9	7	7	2	182,5	15330	0,35	0,17	0,17	964,163	1975,16	1975,16
13	12,5	6	6	2	106,5	8946	0,31	0,16	0,16	455,017	932,135	932,135
14	10,7	5	5	1	289	12138	0,27	0,13	0,13	1809,48	3706,85	3706,85
15	9,7	5	5	1	182,5	7665	0,24	0,12	0,12	939,062	1923,74	1923,74
16	9,1	5	5	1	213	8946	0,23	0,11	0,11	964,607	1976,07	1976,07
17	8,5	4	4	1	152	6384	0,21	0,11	0,11	600,578	1230,33	1230,33
18	7	4	4	1	654	27468	0,18	0,09	0,09	1752,52	3590,15	3590,15
19	4,5	2	2	1	228	9576	0,11	0,06	0,06	252,492	517,248	517,248
20	4,1	2	2	1	608,5	25557	0,10	0,05	0,05	559,392	1145,95	1145,95
21	3,4	2	2	1	152	6384	0,09	0,04	0,04	96,0925	196,852	196,852
22	2,6	1	1	1	380	15960	0,07	0,03	0,03	140,481	287,786	287,786
Итого потери по ТП:					8760	615762				68755,4	140850	140850
												966218,07

Произведем оценку потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 40000/110/6, имея расчётные данные:

$$\Delta W_{\text{пс}} = 0,966 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{\text{хх}} = 0,616 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{\text{кз}} = 0,350 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Ценовая стоимость потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 40000/110/6:

$$I_{\Delta W_{\text{пс}}} = 0,012 \cdot 616 \cdot 10^3 + 0,013 \cdot 350 \cdot 10^3 = 11,94 \cdot 10^3 \text{ руб.},$$

Приведённые затраты:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 40 \cdot 10^6 + 3,76 \cdot 10^6 + 11,94 \cdot 10^6 = 21,70 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

$$K_1 = 1 \cdot K = 2 \cdot 20\,000\,000 = 40\,000\,000 \text{ руб.};$$

$$I_{\text{э}} = 0,094 \cdot 40\,000\,000 = 3\,760\,000 \text{ руб.};$$

Принимаем к установке трансформатор ТРДН 40000/110/6 на основании меньших затрат.

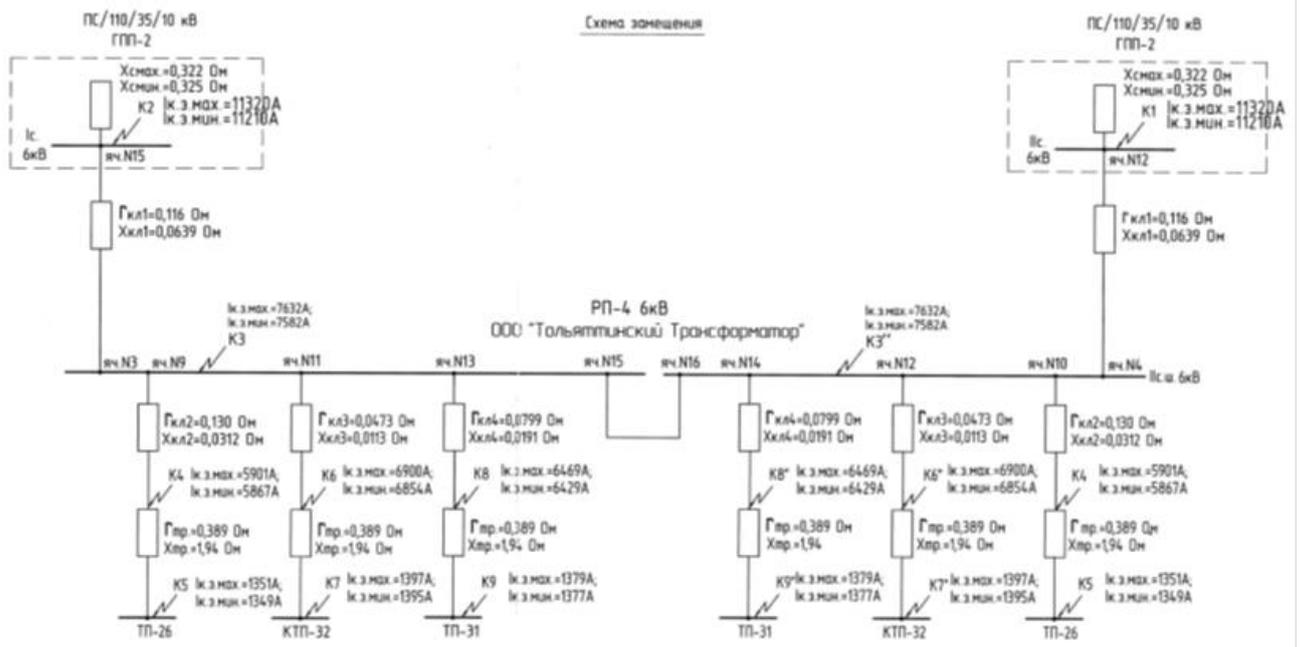


Рисунок 8.2 – Схема замещения РП-4 6 кВ

8.1 Ток короткого замыкания на шинах РП-4 6кВ (Точка К3)

Максимальный режим

$$z_{кЛ1} = \sqrt{r_{кЛ1}^2 + x_{кЛ1}^2}; \quad (8.1)$$

$$z_{кЛ1} = \sqrt{0,1199^2 + 0,066^2} = 0,1369 \text{ Ом};$$

$$Z_{к3max} = Z_{с.мах} + Z_{кЛ1}; \quad (8.2)$$

$$Z_{к3max} = 0,322 + 0,1369 = 0,459 \text{ Ом};$$

$$I_{к3к3max}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к3max}}; \quad (8.3)$$

$$I_{к3к3max}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,459} = 7632 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к3\text{мин}} = Z_{с.\text{мин}} + Z_{к\text{л}1}; \quad (8.4)$$

$$Z_{к3\text{мин}} = 0,325 + 0,1369 = 0,462 \text{ Ом};$$

$$I_{к3\text{мин}}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{к3\text{мин}}}; \quad (8.5)$$

$$I_{к3\text{мин}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,462} = 7582 \text{ А.}$$

8.2 Ток короткого замыкания перед трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ ТП-26 (Точка К4)

Максимальный режим

$$z_{к\text{л}2} = \sqrt{r_{к\text{л}2}^2 + x_{к\text{л}2}^2}; \quad (8.6)$$

$$z_{к\text{л}2} = \sqrt{0,130^2 + 0,031^2} = 0,1337 \text{ Ом};$$

$$Z_{к4\text{мах}} = Z_{к3\text{мах}} + Z_{к\text{л}2}; \quad (8.7)$$

$$Z_{к4\text{мах}} = 0,454 + 0,1337 = 0,588 \text{ Ом};$$

$$I_{к4\text{мах}}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{к4\text{мах}}}; \quad (8.8)$$

$$I_{к4\text{мах}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,588} = 5901 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к4\text{мин}} = Z_{к3\text{мин}} + Z_{к\text{л}2}; \quad (8.9)$$

$$Z_{к4\text{мин}} = 0,457 + 0,1337 = 0,591 \text{ Ом};$$

$$I_{K3_{к4.мин}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к4.мин}}; \quad (8.10)$$

$$I_{K3_{к3.мин}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,591} = 5867 \text{ А.}$$

8.3 Ток короткого замыкания за трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ ТП-26 (Точка К5)

Максимальный режим

$$Z_{к5.мах} = Z_{к4.мах} + Z_{тр}; \quad (8.11)$$

$$Z_{к4.мах} = 0,588 + 1,98 = 2,568 \text{ Ом;}$$

$$I_{K3_{к5.мах}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к5.мах}}; \quad (8.12)$$

$$I_{K3_{к5.мах}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 2,568} = 1351 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к5.мин} = Z_{к4.мин} + Z_{тр}; \quad (8.13)$$

$$Z_{к3.мин} = 0,591 + 1,98 = 2,571 \text{ Ом;}$$

$$I_{K3_{к5.мин}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к5.мин}}; \quad (8.14)$$

$$I_{K3_{к5.мин}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 2,571} = 1349 \text{ А.}$$

8.4 Ток короткого замыкания перед трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ КТП-32 (Точка К6(К6’))

Максимальный режим

$$z_{кЛЗ} = \sqrt{r_{кЛЗ}^2 + x_{кЛЗ}^2};$$

$$z_{кЛЗ} = \sqrt{0,047^2 + 0,011^2} = 0,049 \text{ Ом};$$

$$Z_{к6.мах} = Z_{к3.мах} + Z_{кЛЗ}; \quad (8.15)$$

$$Z_{к6.мах} = 0,454 + 0,049 = 0,503 \text{ Ом};$$

$$I_{кЗ_{к6.мах}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к6.мах}}; \quad (8.16)$$

$$I_{кЗ_{к6.мах}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,503} = 6900 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к6.мин} = Z_{к3.мин} + Z_{кЛЗ}; \quad (8.17)$$

$$Z_{к6.мин} = 0,457 + 0,049 = 0,506 \text{ Ом};$$

$$I_{кЗ_{к6.мин}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к6.мин}}; \quad (8.18)$$

$$I_{кЗ_{к6.мин}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,506} = 6854 \text{ А.}$$

8.5 Ток короткого замыкания за трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ КТП-32 (Точка К7(К7"))

Максимальный режим

$$Z_{к7.мах} = Z_{к7.мах} + Z_{тр}; \quad (8.19)$$

$$Z_{к6.мах} = 0,503 + 1,98 = 2,483 \text{ Ом};$$

$$I_{K3_{к7\max}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к7\max}}; \quad (8.20)$$

$$I_{K3_{к7\max}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 2,483} = 1397 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к7\min} = Z_{к7.\min} + Z_{тр}; \quad (8.21)$$

$$Z_{к7\min} = 0,506 + 1,98 = 2,486 \text{ Ом;}$$

$$I_{K3_{к7\min}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к7\min}}; \quad (8.22)$$

$$I_{K3_{к7\min}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 2,486} = 1395 \text{ А.}$$

8.6 Ток короткого замыкания перед трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ КТП-31 (Точка К8(К8''))

Максимальный режим

$$z_{кЛ4} = \sqrt{r_{кЛ4}^2 + x_{кЛ4}^2}; \quad (8.23)$$

$$z_{кЛ4} = \sqrt{0,079^2 + 0,019^2} = 0,082 \text{ Ом;}$$

$$Z_{кЛ8\max} = Z_{кЗ\max} + Z_{кЛ4}; \quad (8.24)$$

$$Z_{к8\max} = 0,454 + 0,082 = 0,536 \text{ Ом;}$$

$$I_{K3_{к8\max}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к8\max}}; \quad (8.25)$$

$$I_{K3_{к7\max}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,536} = 6469 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к8мин} = Z_{к3.мин} + Z_{кл4}; \quad (8.26)$$

$$Z_{к8мин} = 0,457 + 0,082 = 0,539 \text{ Ом};$$

$$I_{к3к8мин}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к8мин}}; \quad (8.27)$$

$$I_{к3к8мин}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,539} = 6429 \text{ А.}$$

8.7 Ток короткого замыкания за трансформатором Т1(2)-6/0,4кВ КТП-31 (Точка К9(К9’))

Максимальный режим

$$Z_{кл9мах} = Z_{к9мах} + Z_{тр}; \quad (8.28)$$

$$Z_{к9мах} = 0,536 + 1,98 = 2,516 \text{ Ом};$$

$$I_{к3к9мах}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к9мах}}; \quad (8.29)$$

$$I_{к3к9мах}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 2,516} = 1379 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к9мин} = Z_{к8.мин} + Z_{тр}; \quad (8.30)$$

$$Z_{к9мин} = 0,539 + 1,98 = 2,519 \text{ Ом};$$

$$I_{к3к9мин}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к9мин}}; \quad (8.31)$$

$$I_{к3к9мин}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 2,519} = 1377 \text{ А.}$$

**8.8 Расчет токов короткого замыкания от фидера №21(22) ЗРУ-6 кВ
ГПП-2. Ток короткого замыкания на шинах РП-3 6 кВ (Точка К4(К4"))**

Максимальный режим

$$z_{кл2} = \sqrt{r_{кл2}^2 + x_{кл2}^2}; \quad (8.32)$$

$$z_{кл2} = \sqrt{0,022^2 + 0,012^2} = 0,025 \text{ Ом};$$

$$Z_{кл4.мах} = Z_{с.мах} + Z_{кл2}; \quad (8.33)$$

$$Z_{к4.мах} = 0,322 + 0,025 = 0,347 \text{ Ом};$$

$$I_{к3_{к4.мах}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к4.мах}}; \quad (8.34)$$

$$I_{к3_{к4.мах}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,437} = 9997 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к4.мин} = Z_{с.мин} + Z_{кл2}; \quad (8.35)$$

$$Z_{к4.мин} = 0,325 + 0,025 = 0,350 \text{ Ом};$$

$$I_{к3_{к4.мин}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к4.мин}}; \quad (8.36)$$

$$I_{к3_{к4.мин}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,350} = 9907 \text{ А.}$$

**8.9 Расчет токов короткого замыкания от фидера №17(10) ЗРУ-6 кВ
ГПП-2. Ток короткого замыкания на шинах РП-2 6 кВ (Точка К5(К5"))**

Максимальный режим

$$z_{кл3} = \sqrt{r_{кл3}^2 + x_{кл3}^2}; \quad (8.37)$$

$$z_{кл3} = \sqrt{0,042^2 + 0,023^2} = 0,048 \text{ Ом};$$

$$Z_{кл5.мах} = Z_{с.мах} + Z_{кл3}; \quad (8.38)$$

$$Z_{к5.мах} = 0,322 + 0,048 = 0,370 \text{ Ом};$$

$$I_{к3к5.мах}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к5.мах}}; \quad (8.39)$$

$$I_{к3к5.мах}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,370} = 9376 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к5.мин} = Z_{с.мин} + Z_{кл3}; \quad (8.40)$$

$$Z_{к5.мин} = 0,325 + 0,048 = 0,373 \text{ Ом};$$

$$I_{к3к5.мин}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z_{к5.мин}}; \quad (8.41)$$

$$I_{к3к5.мин}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,373} = 9301 \text{ А.}$$

8.10 Расчет токов короткого замыкания от фидера №13 ЗРУ-6 кВ ГПП-2. Ток короткого замыкания на шинах РП 6 кВ ИЦ (Точка К6(К6"))

Максимальный режим

$$z_{кл4} = \sqrt{r_{кл4}^2 + x_{кл4}^2}; \quad (8.42)$$

$$z_{кл4} = \sqrt{0,037^2 + 0,021^2} = 0,043 \text{ Ом};$$

$$Z_{кл6.мах} = Z_{с.мах} + Z_{кл4}; \quad (8.43)$$

$$Z_{к6.мах} = 0,322 + 0,043 = 0,365 \text{ Ом};$$

$$I_{K3_{к6.мах}}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{к6.мах}}; \quad (8.44)$$

$$I_{K3_{к6.мах}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,365} = 9495 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к5.мин} = Z_{с.мин} + Z_{к4}; \quad (8.45)$$

$$Z_{к6.мин} = 0,325 + 0,043 = 0,368 \text{ Ом;}$$

$$I_{K3_{к5.мин}}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{к5.мин}}; \quad (8.46)$$

$$I_{K3_{к6.мин}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,368} = 9418 \text{ А.}$$

8.11 Расчет токов короткого замыкания от фидера №14 ЗРУ-6 кВ ГПП-2. Ток короткого замыкания на шинах РП 6 кВ ИЦ (Точка К7(К7"))

Максимальный режим

$$z_{к45} = \sqrt{r_{к45}^2 + x_{к45}^2}; \quad (8.47)$$

$$z_{к45} = \sqrt{0,057^2 + 0,031^2} = 0,065 \text{ Ом;}$$

$$Z_{к7.мах} = Z_{с.мах} + Z_{к45}; \quad (8.48)$$

$$Z_{к7.мах} = 0,322 + 0,065 = 0,387 \text{ Ом;}$$

$$I_{K3_{к7.мах}}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{к7.мах}}; \quad (8.49)$$

$$I_{K3_{к7.мах}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,387} = 8966 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$Z_{к7\text{ мин}} = Z_{с.\text{ мин}} + Z_{к15}; \quad (8.50)$$

$$Z_{к7\text{ мин}} = 0,325 + 0,065 = 0,390 \text{ Ом};$$

$$I_{к3к7\text{ мин}}^{(3)} = \frac{U_{н}}{\sqrt{3} \cdot Z_{к7\text{ мин}}}; \quad (8.51)$$

$$I_{к3к7\text{ мин}}^{(3)} = \frac{6,0}{1,73 \cdot 0,390} = 8897 \text{ А.}$$

9 Релейная защита и автоматика

Релейная защита и автоматика выполнены на переменном оперативном токе с использованием шкафов собственных нужд КРУ и типового шкафа АВР-0,4кВ производства ООО "КРУЭЛТА".

Защиты и автоматика выключателей 6кВ выполнены на базе типовых схем вспомогательных цепей шкафов "Классика" серии D-12P производства ООО "КРУЭЛТА".

На вводах 6кВ:

- максимальная токовая защита с действием на отключение вводного выключателя;
- логическая защита шин на отключение вводного выключателя при к.з. на шинах.

На секционном выключателе 6кВ:

- максимальная токовая защита с действием на отключение выключателя;
- логическая защита шин на отключение секционного выключателя при к.з. на шинах.

На выключателях отходящих линий 6кВ:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита с действием на отключение выключателя.

Защита от замыканий на землю, с действием на сигнал, выполнена на "Сириус ТН и на "Сириус-21 Л.

На каждой секции шин РП-4 выполнена клапанная дуговая защита с концевыми выключателями и контролем пуска МТЗ в шкафах вводных и секционного выключателей.

Логика работы дуговой защиты КРУ:

В шкафах отходящих линий:

- при возникновении дуги в отсеках сборных шин или КВЭ отключается вводной выключатель данной секции и секционный выключатель;

- при возникновении дуги в отсеке присоединений отключается выключатель данного присоединения В шкафах ТН:

-при возникновении дуги в отсеках сборных шин, КВЭ или присоединений отключается вводной данной секции и секционный выключатель;

В шкафах вводов:

- при возникновении дуги в отсеках сборных шин или КВЭ отключается свой выключатель данного ввода и секционный выключатель;

- при возникновении дуги в отсеке присоединений сигнал выводится на клеммник для передачи его на отключение головного выключателя.

В шкафу секционного выключателя:

- при возникновении дуги в отсеке сборных шин отключается вводной выключатель первой секции сборных и секционный выключатель;

- при возникновении дуги в отсеке КВЭ отключаются оба ввода;

- при возникновении дуги в отсеке присоединений отключается вводной выключатель второй секции сборных шин и секционный выключатель.

В шкафу секционного разъединителя:

- при возникновении дуги в отсеках сборных шин, КВЭ или присоединений отключается вводной выключатель второй секции сборных шин и секционный выключатель.

Логическая защита шин построена по схеме последовательного соединения размыкающих контактов "Пуск МТЗ" "Сириус-21-Л" отходящих линий. При пуске МТЗ отходящих линий, МТЗ вводного и секционного выключателей переводятся с ускоренной выдержки времени на селективную. При к.з. на сборных шинах МТЗ отходящих линий не запускается и вводной или секционный выключатель отключается ускоренно.

Трансформатор собственных нужд (ТСН) подключен через предохранители к питающей линии 6кВ кабелем до вводного выключателя.

Отдельно устанавливается типовой шкаф АВР-0,4кВ собственных нужд производства ООО "КРУЭЛТА". В работе всегда один из трансформаторов собственных нужд, другой всегда в горячем резерве. Автоматическое включение резервного ввода 0,4 кВ происходит при отключении рабочего

ввода 0,4кВ в шкафу ТСН.

В отсеке вспомогательных цепей шкафа ТСН организованы цепи оперативного питания защит и автоматики и цепи собственных нужд секции.

В шкафах ТСН установлены устройства "Орион-БПМ-2", обеспечивающие выпрямление оперативного тока для организации шинок ЛЗШ и ДЗ.

В шкафу ТСН для каждой секции формируются шинки питания, управления, блокировок, сигнализации, освещения (36 В) и обогрева (220 В).

Шинки подключены к соответствующим клеммам транзитного клеммника ХО в каждом шкафу. Устройства "Орион-БПМ-2" обеспечивают бесперебойное питание защиты и выключателя в шкафу при близком к.з., а также выпрямление оперативного тока для дискретных входов.

В КРУ предусмотрены местная и центральная сигнализации.

Местная сигнализация обеспечивает информацию о положении выключателя, заземлителя, КВЭ, срабатывания дуговой защиты и аварийном отключении выключателя в каждом шкафу.

Кроме этого, блоки "Сириус" имеют собственную местную сигнализацию: сообщения на дисплее и 16 светодиодов на лицевой панели.

В шкафах КРУ сформированы цепи центральной сигнализации, выходящие на обобщенные шинки (переменного тока) предупредительной и аварийной сигнализации организованные в шкафу СР.

Автоматическое включение резерва 6кВ выполнено по схеме неявного резервирования (ввод-секционный выключатель). Программная функция АВР размещена в блоках защиты вводных выключателей "Сириус-2В". При вводе устройства в работу, ее необходимо сконфигурировать.

9.1 Расчет уставок релейных защит

9.1.1 Уставки КТП-32 6/0,4 кВ сторона 0,4 кВ

Трансформатор ТМГ-1000/6/0,4 кВ; S=1000кВА, U_%=5,5; I_H=96,34А.

На вводах 0,4 кВ приняты автоматические выключатели фирмы Schneider DMX-2000 на номинальный ток 2000А.

Ток короткого замыкания на шинах 0,4 кВ приведенное к напряжению 0,4 кВ:

$$I_{кз,к7.мин}^{(3)} = 1395 \cdot \frac{6000}{400} = 20925 \text{ А.}$$

Ток срабатывания отсечки выключателя на вводе 0,4 кВ принимаем:

$I_{c.o.} = 5 \cdot I_H = 4 \cdot 2000 = 8000 \text{ А}$, приведенный к 6 кВ $I_{c.o.} = 533,3 \text{ А}$; $t_{cз} = 0,4 \text{ сек.}$

$$k_{ч_{отс}} = \frac{0,865 \cdot I_{кз7.мин}^{(3)}}{I_{c.o.}}; \quad (9.1)$$

$$k_{ч_{отс}} = \frac{0,865 \cdot 1395}{533,3} = 2,26.$$

Ток срабатывания МТЗ выключателя на вводе 0,4 кВ принимаем:

$I_{н.р.} = 0,9 \cdot I_H = 1800 \text{ А}$, приведенный к 6 кВ $I_{н.р.} = 120 \text{ А}$; $t_{cз} = 4 \text{ сек.}$

$$k_{ч_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot I_{кз7.мин}^{(3)}}{I_{н.р.}}; \quad (9.2)$$

$$k_{ч_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot 1395}{120} = 10,06.$$

Секционный выключатель 0,4 кВ принят автоматический выключатель фирмы Schneider DMX-1600 на номинальный ток 1600А.

Ток срабатывания отсечки секционного выключателя 0,4 кВ принимаем:
 $I_{c.o.} = 5 \cdot I_n = 3 \cdot 1600 = 4800$ А, приведенный к 6 кВ $I_{c.o.} = 320$ А; $t_{cз} = 0,4$ сек;

$$k_{ч_{отс}} = \frac{0,865 \cdot 1395}{320} = 3,77.$$

Ток срабатывания МТЗ секционного выключателя 0,4 кВ принимаем:
 $I_{н.р.} = 0,9 \cdot I_n = 1440$ А, приведенный к 6 кВ $I_{н.р.} = 96$ А; $t_{cз} = 3$ сек

$$k_{ч_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot 1395}{96} = 12,57.$$

9.1.2 Уставки отходящей линии 6 кВ (от РП-4 6 кВ до шкафа ввода 6 кВ РУ-6 кВ КТП-32 6/0,4 кВ)

Расчет максимальной токовой защиты МТЗ

За максимальный рабочий ток принимаем допустимый ток перегрузки силового трансформатора при температуре окружающей среды $+30^0$ и рабочей загрузки 50%

$$I_{раб.макс} \geq 96,4 \cdot 1,25 = 120,5 \text{ А.}$$

$$k_{т.т} = 150 / 5$$

$$I_{с.з.мтз} \geq \frac{K_n \cdot K_{с.з.н.}}{K_g} \cdot I_{раб.макс}; \quad (9.3)$$

$$I_{с.з.мтз} \geq \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,96} \cdot 120,5 \geq 179,5 \text{ А,}$$

Где: $K_n = 1,1$ – коэффициент надёжности для процессорных устройств;

$K_g = 0,96$ – коэффициент возврата для процессорных устройств;

$K_{сзн} = 1,3$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока при

включении нагрузки.

Принимаем уставку срабатывания МТЗ – 240 А; $t_{с.з.}=0,5''$.

Определяем коэффициент чувствительности МТЗ к току КЗ на шинах 0,4 кВ.

Ток срабатывания реле:

$$i_{ср.} = \frac{I_{с.з.мах} \cdot K_{сх}}{K_{тт}}; \quad (9.4)$$

$$i_{ср.} = \frac{240 \cdot 1}{150 / 5} = 8 \text{ А};$$

$$k_{ч.мтз} = \frac{0,865 \cdot I_{кзк7 мин}^{(3)}}{I_{сз.мтз}}; \quad (9.5)$$

$$k_{ч.мтз} = \frac{0,865 \cdot 1395}{240} = 5,03.$$

Расчет тока срабатывания МТО:

По отстройке от тока КЗ в максимальном режиме за трансформатором КТП-32 6/0,4 кВ Т-1 (Т-2) (точка К7мах)

$$I_{сз.отс} \geq I_{кз.к7.мах}^{(3)} \cdot K_n; \quad (9.6)$$

$$I_{сз.отс} \geq 1387 \cdot 1,1 \geq 1525,7 \text{ А};$$

По отстройке от тока намагничивания силового трансформатора

$$I_{сз.отс} \geq (3/4) \cdot I_{н.тп}; \quad (9.7)$$

$$I_{сз.отс} \geq (3/4) \cdot 96,34 \geq 289,02 / 385,36 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания МТО – 1500 А; $t_{с.з.}=0,0''$.

Ток срабатывания реле:

$$i_{cp.} = \frac{I_{с.з.омс} \cdot K_{cx}}{K_{mm}}; \quad (9.8)$$

$$i_{cp.} = \frac{1500 \cdot 1}{150 / 5} = 50 \text{ А};$$

$$k_{ч.мто} = \frac{0,865 \cdot I_{кзкб.мин}^{(3)}}{I_{сз.мто}}; \quad (9.9)$$

$$k_{ч.мто} = \frac{0,865 \cdot 6854}{1500} = 3,95.$$

9.1.3 Уставки секционного выключателя 6 кВ РП-4 6 кВ

За максимальный рабочий ток принимаем секционного выключателя принимаем:

$$I_{раб.макс.св} = 143,15 \text{ А.}$$

Расчет тока срабатывания максимальной токовой защиты по нагрузке:

$$I_{с.з.мтз} \geq \frac{K_n \cdot K_{с.з.п.}}{K_g} \cdot I_{раб.макс.св}; \quad (9.10)$$

$$I_{с.з.мтз.св} \geq \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,96} \cdot 143,15 \geq 213,24 \text{ А,}$$

Где: $K_n=1,1$ – коэффициент надёжности для процессорных устройств;

$K_g=0,96$ – коэффициент возврата для процессорных устройств;

$K_{сзн}=1,3$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока при включении нагрузки.

Принимаем уставку срабатывания МТЗ – 420 А; $t_{с.з.}=0,65''$; $K_{mm}=300/5$.

Определяем коэффициент чувствительности МТЗ к току КЗ на шинах 0,4 кВ.

Ток срабатывания реле:

$$i_{cp.} = \frac{I_{с.з.мтз} \cdot K_{cx}}{K_{mt}}; \quad (9.11)$$

$$i_{cp.} = \frac{420 \cdot 1}{300 / 5} = 7 \text{ А};$$

$$k_{u_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot I_{кзкзмин}^{(3)}}{I_{сз.мтз}}; \quad (9.12)$$

$$k_{u_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot 7582}{420} = 15,6.$$

Уставку срабатывания МТЗ принимаем МТЗ-2400А; $t_{сз}=0,15''$.

Ток срабатывания реле:

$$i_{cp.} = \frac{I_{с.з.мтз} \cdot K_{cx}}{K_{mt}}; \quad (9.13)$$

$$i_{cp.} = \frac{2400 \cdot 1}{300 / 5} = 40 \text{ А};$$

$$k_{u_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot I_{кзкзмин}^{(3)}}{I_{сз.мтз}}; \quad (9.14)$$

$$k_{u_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot 7582}{2400} = 2,73.$$

9.1.4 Уставки выключателя ввода 6 кВ РП-4 6 кВ

Максимальный ток выключателя ввода в аварийном режиме принимаем:

$$I_{авар} = 133,6 + 96,34 = 229,94 \text{ А}.$$

Расчет тока срабатывания максимальной токовой защиты по нагрузке:

$$I_{с.з.мтз} \geq \frac{K_n \cdot K_{с.з.п.}}{K_g} \cdot I_{авар}; \quad (9.15)$$

$$I_{с.з.мтз} \geq \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,96} \cdot 229,94 \geq 342,5 \text{ А},$$

Где: $K_n=1,1$ – коэффициент надёжности для процессорных устройств;

$K_\beta=0,96$ – коэффициент возврата для процессорных устройств;

$K_{сзн}=1,3$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока при включении нагрузки.

Принимаем уставку срабатывания МТЗ – 560 А; $t_{с.з.}=0,8''$; $K_{mm}=400/5$.

Ток срабатывания реле:

$$i_{ср.} = \frac{I_{с.з.мтз} \cdot K_{сх}}{K_{mm}}; \quad (9.16)$$

$$i_{ср.} = \frac{560 \cdot 1}{400 / 5} = 7 \text{ А};$$

$$k_{q_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot I_{кзк3мин}^{(3)}}{I_{сз.мтз}}; \quad (9.17)$$

$$k_{q_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot 7582}{560} = 11,71.$$

Уставку срабатывания МТЗ принимаем МТЗ-2400А; $t_{сз}=0,15''$.

Ток срабатывания реле:

$$i_{ср.} = \frac{I_{с.з.мтз} \cdot K_{сх}}{K_{mm}}; \quad (9.18)$$

$$i_{ср.} = \frac{2400 \cdot 1}{400 / 5} = 30 \text{ А};$$

$$k_{q_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot I_{кзк3мин}^{(3)}}{I_{сз.мтз}}; \quad (9.19)$$

$$k_{q_{мтз}} = \frac{0,865 \cdot 7582}{2400} = 2,73.$$

10 Кабельные линии

10.1 Кабельные линии 6кВ

Данная проектная документация предусматривает прокладку 13 кабелей марки ААШв 3х240-6кВ от реконструируемой ГПП-2 110/6кВ до существующих распределительных пунктов 6кВ РП-2, РП-3, РП-6кВ машинного зала Испытательного центра и вновь проектируемого РП-4.

Данной документацией также предусмотрена прокладка кабелей марки ААШв 3х95-6кВ от вновь проектируемого РП-4 до ТП-26, ТП-31, КТП-32.

Кабели от ГПП-2 110/6кВ до РП-2, РП-4 и РП-6кВ машинного зала прокладываются в существующем кабельном канале до существующей кабельной эстакады, далее по существующим технологическим эстакадам на кабельных металлоконструкциях. Существующие кабельные эстакады в основном снабжены кабельными конструкциями.

На участках перехода от существующей эстакады до существующих РП-6кВ и РП-4 кабели прокладываются в земле или на кабельных конструкциях по стенам зданий.

Кабели от ГПП-2 110/6кВ до РП-3 прокладываются по вновь проектируемой кабельной трассе в земле до существующей кабельной эстакады, далее по эстакаде, ввод в РП-3 снизу. Кабели от РП-4 до ТП-31 прокладываются до стойки существующей эстакады в земле, далее по существующей эстакаде до здания кислородной станции, затем по стене здания на кабельных конструкциях до помещения ТП-31.

Ввод кабелей в ТП-31 предусмотрен сверху. Внутри помещения по стене на кабельных конструкциях до ВВ клемм трансформаторов.

Кабели от РП-4 до ТП-26 прокладываются до стойки существующей эстакады в земле, далее по существующей эстакаде до створа ТП-26 в здании цеха N2, затем опуск в землю,

в земле до существующего ввода 6кВ в здание цеха, далее по цеху в

существующем кабельном канале до ТП-26. В ТП-26 до вводных клемм 6кВ выключателей нагрузки. Кабели от РП-4 до КТП-32 прокладываются до стойки существующей эстакады в земле, далее по существующей эстакаде до створа угла склада меди.

Данной проектной документацией предусмотрено устройство кабельной эстакады от существующей эстакады до угла здания склада меди.

Далее по стене склада меди на кабельных конструкциях доРУ-6кВ КТП-32. Ввод снизу.

Все кабели 6кВ проверены по нагрузке, термической стойкости и на не возгорание при протекании токов короткого замыкания.

Выполнен расчет токов короткого замыкания на концах отходящих линий 6кВ от ГПП-2 до РП-2, РП-3, РП-4 и РП-ИЦ машинного зала, выполнен расчет уставок РЗА.

10.2 Волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС)

Данная проектная документация предусматривает прокладку оптического кабеля (ОК) от вновь проектируемого распределительного пункта 6кВ РП-4 до ДП расположенного в кор-пусе отстоя и переработки по существующей технологической эстакаде на кабельных конструкциях, далее до бетонного кабельного лотка около ЗРУ-6кВ ГПП-2 вдоль забора в траншее на глубине 0,5м, далее до ДП в защитной полиэтиленовой трубе и существующей металлической трубе $d=102\text{мм}$. Ввод ОК в РП-4 - снизу.

Общая протяженность трассы составляет — 0,940 км.

Проектирование проводилось с учетом действующих «Правил проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС, РД153-34.0-48.518-98, введенных в действие распоряжением №14 от 17.02.89г. РАО ЕЭС России, а также ПУЭ седьмого издания.

К прокладке принят оптический кабель бронированный типа ОКЛСт-01-6-8-10/125-0,36/ 0,22-3,5/18-1,0 емкостью 8 ОВ, с допустимым растягивающим

усилием 1,0кН.

Крепление ОК на технологической эстакаде предусмотрено на отметке 6,0м от уровня земли к несущей металлоконструкции при помощи специальных металлических деталей, позволяющих монтировать ОК без применения сварки.

Указанное крепление ОК принято для обеспечения удобства монтажа и технического обслуживания.

По территории ГПП-2 ОК прокладывается в траншее вдоль забора на глубине 0,5м.

Прокладка ОК по технологической эстакаде и в земле в траншее осуществляется в защитной полиэтиленовой трубе б-25мм с антифрикционным внутренним слоем.

От РП-4 до опоры существующей технологической эстакады ОК прокладывается в траншее в металлической трубе.

Монтаж волоконно-оптического кабеля должен производиться в соответствии с ТУ завода-изготовителя.

Все работы по раскатке и монтажу оптического кабеля должны производиться в строгом соответствии СНиП 12-04-2002, часть 2 «Безопасность труда в строительстве».

Решения данной проектной документации соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, обеспечивающих безопасное для жизни и здоровья людей строительства и эксплуатацию объекта.

11 Научная организация труда

11.1 Организация эксплуатации

Вновь проектируемый распределительный пункт 6кВ РП-4 будет находиться на балансе организации. Ремонтно-эксплуатационное обслуживание РП-4 будет осуществляться персоналом организации.

11.2 Оперативное управление РП-4

Оперативное управление распределительного пункта 6кВ РП-4 осуществляется с ДП завода, расположенного в комнате дежурных в корпусе отстоя и переработки. Оперативное управление предусматривается с помощью оперативно-диспетчерской связи, комплекса устройств телемеханики и оперативно-выездной бригады.

Объем телеинформации, передаваемый с РП-4 на ДП завода:

1) Телесигнализация:

- авария на РП-6кВ (обобщенный сигнал);
- неисправность на РП-6кВ (обобщенный сигнал);
- положение всех выключателей 6кВ;
- работа защит по каждому присоединению 6кВ(1 общий сигнал с присоединения);
- отказ (неисправность) микропроцессора "Сириус" по каждому присоединению с выключателями 6кВ и на ТН-6кВ (1 сигнал с присоединения);
- замыкания на землю в сети 6кВ(по 1 сигналу с секции);
- потеря напряжения на ТН-6кВ(1 сигнал с секции с каждого ТН);
- потеря напряжения на 0,4кВ ТСН(1 сигнал с секции с каждого ТСН);
- вывод АВР-6кВ(1 сигнал);
- работа дуговой защиты на стороне 6кВ(1 сигнал с секции);

- открытие дверей шкафа с устройством телемеханики и связи.

2) Телеизмерение текущих значений:

- тока на всех присоединениях с выключателями 6кВ(в одной фазе);

- напряжения на шинах 6кВ.

В качестве технических средств оперативного управления РП-4 предусматривается устройство телемеханизации ИУТК "Гранит-микро" (поставляемое ВТД "Гранит-микро"), состоящего из :

- устройства телемеханики КП№2 ИУТК "Гранит-микро", выполняемого в кожухе КП-микро;

- ящика соединительного ЯС-2.

Устройство КП№2 ИУТК "Гранит-микро" устанавливается в шкафу "ТМ и связи" (800х600х400).

Питание ~ 220 В аппаратуры телемеханики предусматривается от источника бесперебойного питания ИБП, установленного в шкафу "ТМ и связи".

Электропитание аппаратуры данного шкафа выполнить от автомата -220В SF6 в шкафу №2 ТСН2.

Для защиты от поражения электрическим током при повреждении изоляции в устройстве телемеханики металлический корпус шкафа "ТМ и связи" подсоединить к шине РЕ 3-ей жилой питающего кабеля.

В качестве дополнительной меры защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции предусматривается уравнивание потенциалов на металлическом корпусе шкафа "ТМ и связи" за счет присоединения его с помощью сварки или специально заземляющего проводника к ГЗШ РП-4.

11.3 Автоматизированный учет электроэнергии РП-4

Для организации АИИС КУЭ РП-4 на всех присоединениях 6кВ и на вводах 0,4 кВ ТСН устанавливаются счётчики А1802 RLQ-P4GB-DW4, классом

точности 0,2S/0,5 с цифровым интерфейсом EIA485 производства "Эльстер-Метроника".

Для подключения счётчиков предусмотрены трансформаторы тока 0,5S и трансформаторы напряжения классом точности 0,5.

Подключение счётчиков к измерительным цепям тока и напряжения выполняется через испытательные проходные коробки.

Подключение счётчиков выполнено в соответствии с требованиями НП АТС, как для счётчиков коммерческого учета электроэнергии..

Целью создания АИИС КУЭ РП-4 является обеспечение точной, оперативной и достоверной информации о величине электропотребления как по РП-4, так и по отдельным потребителям от РП-4.

АИИС КУЭ построена в соответствии со следующими основными принципами:

- исходной информацией для системы служат данные, получаемые со счётчиков электрической энергии по цифровому интерфейсу RS 485.

- сбор, накопление, обработка, хранение, отображение информации об электроэнергии и мощности осуществляется сервером АИИС КУЭ, одновременно являющимся автоматизированным рабочим местом (АРМ) АИИС КУЭ.

- информация об электроэнергии и мощности, получаемая и циркулируемая в системе привязана к единому времени и обеспечивает единые временные срезы измеряемых и вычисляемых данных.

система учёта выполняет заданные функции при нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы электрической сети.

Для преобразования интерфейсов RS 485 в Ethernet на РП-4 устанавливается конвертор RS 485/Ethernet NPort 5232i .

Подключение счётчиков к магистралям RS 485 осуществляется через разветвители интерфейса RS 485 ПР-3. На обеих сторонах магистрали устанавливаются согласующие резисторы номиналом 120 Ом. Разветвители устанавливаются в непосредственной близости от счётчиков.

Все оборудование АИИС КУЭ (счетчики А1802, разветвители ПР-3 и испытательные проходные коробки) учтено комплектом 896/3-5-АОУ.

Магистраль RS 485 выполняется промышленным кабелем интерфейса RS 485 КИПЭВнг-LS 1x2x0,6.

От РП-4 (коммутатор EDS-308-SS-SC) до комнаты дежурных корпуса отстоя и переработки используется волоконно-оптический кабель связи ОКЛСТ-01-6-8-Ю/125-0,36/0,22-3,5/18-1,0, являющийся общим для каналов ТМ и АИИС КУЭ.

11.4 Противопожарные мероприятия и противопожарная защита

Модульное здание распределительного пункта РП-4 размещается на территории предприятия ООО "Тольяттинский Трансформатор" на расстоянии 40м от цеха по производству трансформаторов, что обеспечивает пожарную безопасность объектов.

Проектной документацией предусмотрены подъезды и проезды пожарной техники к зданию РП-4.

Модульное здание РП-4 относится ко II степени огнестойкости.

Помещение РП-4 по пожароопасности относится к категории В4.

Внутри модульное здание оснащено пожарной сигнализацией.

Сигнал о пожаре средствами связи телемеханики передается на диспетчерский пункт завода, который расположен в корпусе отстоя и переработки, дежурному смены.

Дежурный смены в первую очередь оповещает главного энергетика завода.

Главный энергетик оповещает потребителей электроэнергии от РП-4 об отключении их в связи с пожаром на распределительном пункте и дальше действует согласно ПТЭ и ПТБ.

На ГПП-2 в первую очередь отключаются фидера №12 и №15, питающие РП-4.

На трансформаторных подстанциях ТП-26, ТП-31 и КТП-32 отключаются вводные выключатели 6кВ и разъединители 6кВ. Отсутствие напряжения на фидерах 6кВ №12 и №15 ГПП-2 и на вводах 6кВ подстанций проверяется производителем оперативных отключений стационарными и переносным индикаторами напряжения и дублируется непосредственным прикосновением руки к обесточенному участку электрической цепи.

Затем на обесточенный участок цепи накладывается переносное заземление.

Все оперативные отключения проверку отсутствия напряжения должен выполнять электрик с группой допуска не ниже 4 в сетях выше 1000В.

Затем производитель оперативных отключений письменно уведомляет начальника пожарного расчета, прибывшего на место пожара, о полном обесточивании объекта.

Дежурный в дальнейшем действует по противопожарной инструкции.

На распределительном пункте 6кВ РП-4 предусмотрены следующие мероприятия:

- Вновь проектируемые РП-4 и кабельные линии 6кВ выполнены с учетом рекомендаций, предусмотренных "Указаниями по проектированию противопожарных мероприятий, систем пожаротушения и обнаружения пожара на энергетических объектах".

- Каждое присоединение 6кВ и 0,4кВ оснащено защитой и автоматикой, отключающей потребителей электроэнергии от сети высокого напряжения со стороны 6кВ и низкого со стороны 0,4кВ в аварийных режимах.

- Проектной документацией предусмотрены первичные средства пожаротушения с углекислотными огнетушителями.

11.5. Охрана труда и техника безопасности при эксплуатации проектируемых объектов

Персонал осуществляющий ремонт, техническое и оперативное

обслуживание РП-4 предполагается разместить в производственном помещении в модульном здании ГПП-2.

Для создания нормальных условий труда и проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию высоковольтного и низковольтного оборудования и строительных конструкций проектной документацией предусмотрена РП-4, допускающая возможность применения автокранов, инвентарных устройств и средств малой механизации.

Для обеспечения безопасности проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию РП-4 предусматриваются необходимые расстояния между рядами шкафов секций, между стеной и рядом шкафов секции, проходы, проезды, электромагнитная блокировка, исключающая ошибочные действия персонала при производстве оперативных переключений, защитное заземляющее устройство, защита от коротких замыканий и перенапряжений, рабочее освещение.

Охрана труда и техника безопасности при строительстве и эксплуатации обеспечивается выполнением всех проектных решений в строгом соответствии со СНиП 12-04-02 часть 2, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение пожаров и взрывов, производственного травматизма.

Для обеспечения охраны труда и техники безопасности предусматривается:

- использование технически совершенного оборудования и изделий;
- высокая механизация строительно-монтажных работ;
- выполнение заземляющих устройств электроустановок с нормируемой величиной сопротивления;
- использование при строительно-монтажных работах машин и механизмов, в конструкцию которых заложен принцип охраны труда.

Строительно-монтажные работы и эксплуатация электрооборудования должны выполняться в соответствии с [6,7,8].

Все работы по раскладке и монтажу кабельных линий должны производиться в строгом соответствии с [7].

Проектные решения данной документации соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, обеспечивающих безопасное для жизни и здоровья людей строительство и эксплуатацию объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ГПП-2 является основным источником электрической энергии, обеспечивающая надежность электроснабжения потребителей – производственных цехов ООО «Тольяттинский трансформатор». С целью перераспределения электрической мощности было предложено строительство нового распределительного пункта 6 кВ РП-4.

В выпускной квалификационной работе был выполнен анализ характеристики источника электроснабжения распределительного пункта 6кВ РП-4, рассмотрены вопросы электромагнитной совместимости электротехнического оборудования распределительного пункта, освещения. Произведены электрические расчеты нагрузок РП-4.

Анализ результатов электрических расчетов показал, что требуется замена трансформаторов на более мощные.

В связи с чем, для ГПП-2 110/6кВ выполнен расчет по замене двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью по 25 МВА, которые обеспечат надежность электроснабжения имеющихся и вновь подключаемых потребителей.

Также произведен расчет токов КЗ, на основании которого осуществлена перепроверка предлагаемого комплектно с модульным зданием распределительного пункта электрооборудования, а также выполнен расчет уставок релейной защиты и автоматики.

Все расчеты были выполнены в соответствии с нормативной разрешительной документацией и действующими стандартами и правилами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 56947007-29.240.30.010.-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М. ЦПТИ ОРГРЭС, 2008.
2. РД 34.03.604. Руководящие указания по защите персонала, обслуживающие распределительные устройства и воздушные линии электропередачи переменного тока напряжением 400, 500 и 750 кВ, от воздействия электрического поля. М., 2015.
3. ГОСТ 12.4.154-85. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. М., 2015.
4. ГОСТ 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Издательство МЭИ, 2007.
5. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М., ЦПТИ ОРГРЭС, 2003.
6. Правила устройства электроустановок. Издание 7. [Электронный ресурс], URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 31.12.2017 г.).
7. СНиП 12-04-02. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2002.
8. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения. Основания и фундаменты. М., 1987.
9. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. М.: Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2012.
10. СТО 56947007-29.240.30.010-2016. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2016.

11. Кислов А.П. Схемы электроснабжения дуговых сталеплавильных печей : Вестник ПГУ. – 2012.
12. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустаново. Справочник СПб.: Политехника, 2015.
13. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. СПб.: Петербург, 2014.
14. Номенклатурный каталог «Тольяттинский Трансформатор»: каталог / разработчик и изготовитель Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2016.
15. Завод электротехнического оборудования. Газонаполненное оборудование. ВГТ-110 (У1, УХЛ1*) Выключатель элегазовый колонковый / URL: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyglyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения 19.02.2018 г.).
16. Selim Koroglu. A case study on fault detection in power transformers using dissolved gas analysis and electrical test methods [Электронный ресурс] URL: http://journal.esrgroups.org/jes/papers/12_3_1.pdf (дата обращения: 05.01.2018 г.).
17. Fan Yang, Yongan Wang, Manling Dong, Xiaokuo Kou, Degui Yao, Xing Li, Bing Gao, Irfan Ullah. A cycle voltage measurement method and application in grounding grids fault location [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1929> (дата обращения 15.02.2018 г.).
18. Li Zhang, Wenfang Zhang, Jinxin Liu, Tong Zhao, Liang Zou, Xinghua Wang. A New Prediction Model for Transformer Winding Hotspot Temperature Fluctuation Based on Fuzzy Information Granulation and an Optimized Wavelet Neural Network [Электронный ресурс] [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/1998/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).
19. Carlos Javier R., Agustin Santisteban, Felix Ortiz, Cristian Olmo, Alfredo Ortiz. Evaluation of the optimal Connection of power transformers in the substations of a hospital. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/419> (дата обращения 05.01.2018 г.).

20. Chen Wang, Jie Wu, Jianzhou Wang, Weigang Zhao. Reliability Analysis and Overload Capability Assessment of Oil-Immersed Power Transformers [Электронный ресурс], URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/1/43/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).