

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)

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Кряжская»

Обучающийся

И.Ю. Ерин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Андреев

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

Тольятти 2023

Аннотация

Целью ВКР является разработка проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции (ПС) 110/10 кВ «Кряжская», расположенной на территории города Самара. Эксплуатирующей организацией является ОАО «МРСК Волги» – «Самарские распределительные сети».

В ВКР проведен анализ местоположения ПС «Кряжская», собрана необходимая информация об используемом силовом электрооборудовании, исследована используемая электрическая принципиальная схема электроснабжения. Далее была проанализирована нагрузка ПС по среднесуточному графику, взятого за зимний период.

На действующей ПС используется схема с неавтоматической перемычкой со стороны линий, а также установлены отделители и короткозамыкатели. Предполагается установка актуального и более современного силового защитно-коммутационного оборудования для повышения надежности работы ПС. По рассчитанным электрическим параметрам выбрано соответствующее силовое электрооборудование. Далее был определен состав системы собственных нужд.

На заключительном этапе был проведен расчет заземления и молниезащиты ПС, составлены соответствующие схемы.

Текстовая часть ВКР выполнена на 45 страницах, включает 5 таблиц, 13 рисунков, 26 литературных источников. Графическая часть ВКР состоит из шести чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика объекта реконструкции	5
1.1 Общие сведения.....	5
1.2 Существующее основное электрооборудование ПС 110/10 кВ «Кряжская»	6
2 Анализ электрических нагрузок и выбор трансформаторов для ПС 110/10 кВ «Кряжская»	7
3 Выбор и обоснование выбора электрической схемы ПС 110/10 «Кряжская»	11
4 Расчет токов КЗ	13
5 Выбор силового электрооборудования ПС 110/10 «Кряжская»	18
6 Система собственных нужд ПС 110/10 кВ «Кряжская»	26
7 Расчет молниезащиты	29
8 Расчет заземления	35
Заключение	42
Список используемых источников.....	43

Введение

Представить современное государство без электроэнергетики затруднительно. Потребители электроэнергии присутствуют в любой сфере: промышленность, жилищно-коммунальный комплекс, транспорт. Электроэнергия используется для производства товаров, оказания услуг, что приводит к развитию экономики и повышению качества жизни людей.

Поскольку количество потребителей постоянно увеличивается, необходимо строительство и реконструкция существующих ПС для покрытия потребности в электроэнергии. Помимо всего прочего, электроснабжение потребителей должно осуществляться с учетом требований надежности, безопасности и энергоэффективности.

Целью ВКР является проведение реконструкции электрической части понизительной ПС 110/10 кВ «Кряжская».

Для достижения цели требуется выполнить следующие задачи:

- охарактеризовать реконструируемую ПС 110/10 кВ «Кряжская»;
- выбрать силовые трансформаторы на основании графика электрических нагрузок;
- выбрать электрическую принципиальную схему ПС 110/10 кВ «Кряжская»;
- рассчитать токи КЗ на шинах 110 кВ и 10 кВ для проверки оборудования по термической и электродинамической стойкости;
- определить электрооборудование, которое требуется установить для обеспечения надежного и бесперебойного питания потребителей;
- выбрать трансформаторы собственных нужд ПС 110/10 кВ «Кряжская»;
- выбрать требуемые средства измерения и учета электроэнергии, а также систему оперативного тока ПС;
- рассчитать заземление и молниезащиту ПС 110/10 кВ «Кряжская».

1 Характеристика объекта реконструкции

1.1 Общие сведения

Объектом реконструкции является ПС «Кряжская» с классами напряжения 110 кВ на стороне ВН и 10 кВ на стороне НН. Географическое положение ПС показано на рисунке 1.

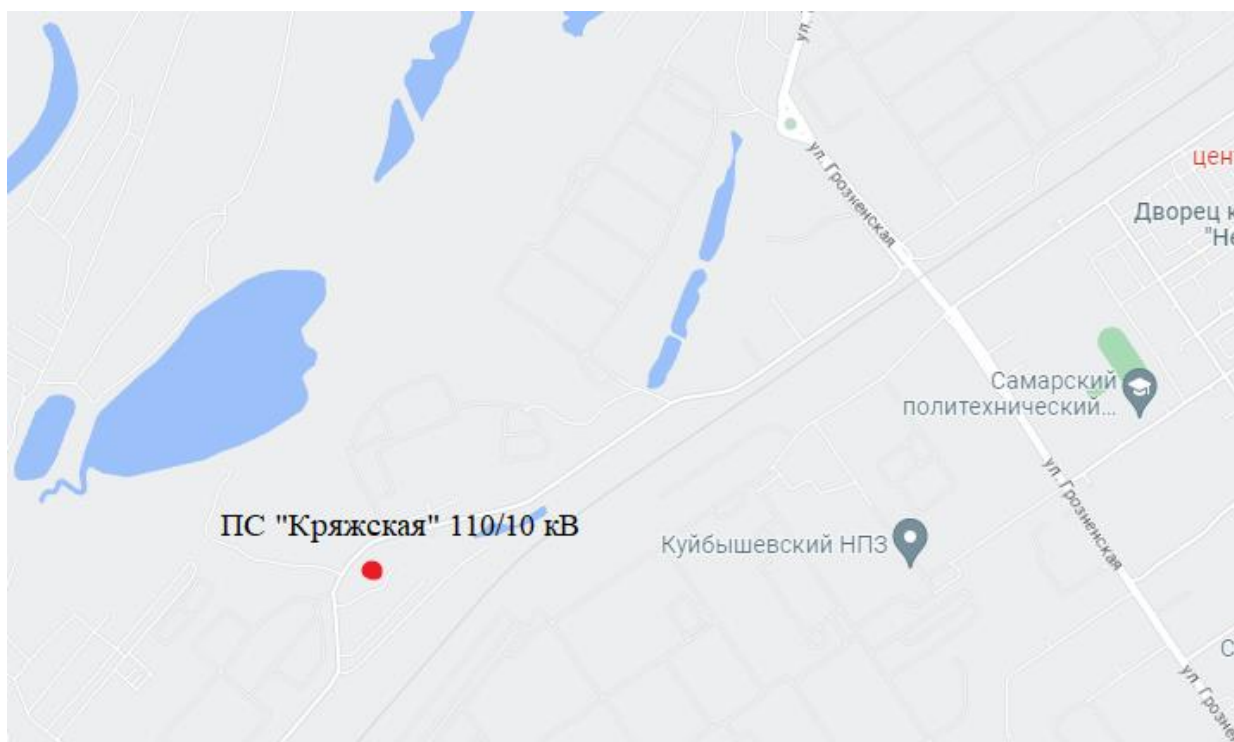


Рисунок 1 – Географическое положение ПС 110/10 кВ «Кряжская»

Рассматриваемый объект расположен в пределах города Самара. ПС находится на балансе ОАО «МРСК Волги» – «Самарские распределительные сети».

К данной ПС планируется подключение новых потребителей по ВЛ 10 кВ.

1.2 Существующее основное электрооборудование ПС 110/10 кВ «Кряжская»

Проектом предусмотрена реконструкция ПС с изменением электрической схемы, установка элегазовых выключателей взамен отделителей и короткозамыкателей.

Масляные выключатели на стороне 10 кВ необходимо заменить на вакуумные серии ВВ/TEL. Планируется также строительство ОПУ с использованием типовых решений.

Защита от грозовых и коммутационных перенапряжений производится с использованием ОПН. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов. Монтируемое оборудование необходимо присоединить к существующему контуру заземления с использованием полосы 40×4 мм.

Выводы по разделу 1.

Проведен анализ электрической части ПС 110/10 кВ «Кряжская» в ходе которого установлено, что существующее оборудование морально и физически устарело. Для повышения надежности электроснабжения потребителей ПС необходимо заменить систему отделитель-короткозамыкатель на стороне 110 кВ на систему с элегазовыми выключателями. Замене подлежит и основное электрооборудование ПС по стороне 10 кВ.

Поскольку напряжение на стороне ВН составляет 110 кВ, а на стороне НН – 10 кВ, то предполагается установка двухобмоточных трансформаторов для питания существующих и подключаемых потребителей.

2 Анализ электрических нагрузок и выбор трансформаторов для ПС 110/10 кВ «Кряжская»

Исходными данными для проектирования являются:

- график электрических нагрузок (рисунок 2);
- технические данные используемых силовых трансформаторов.

Проведение расчета электрических нагрузок ПС 110/10 кВ «Кряжская» осуществляется на основании требований нормативно-технических документов [17].

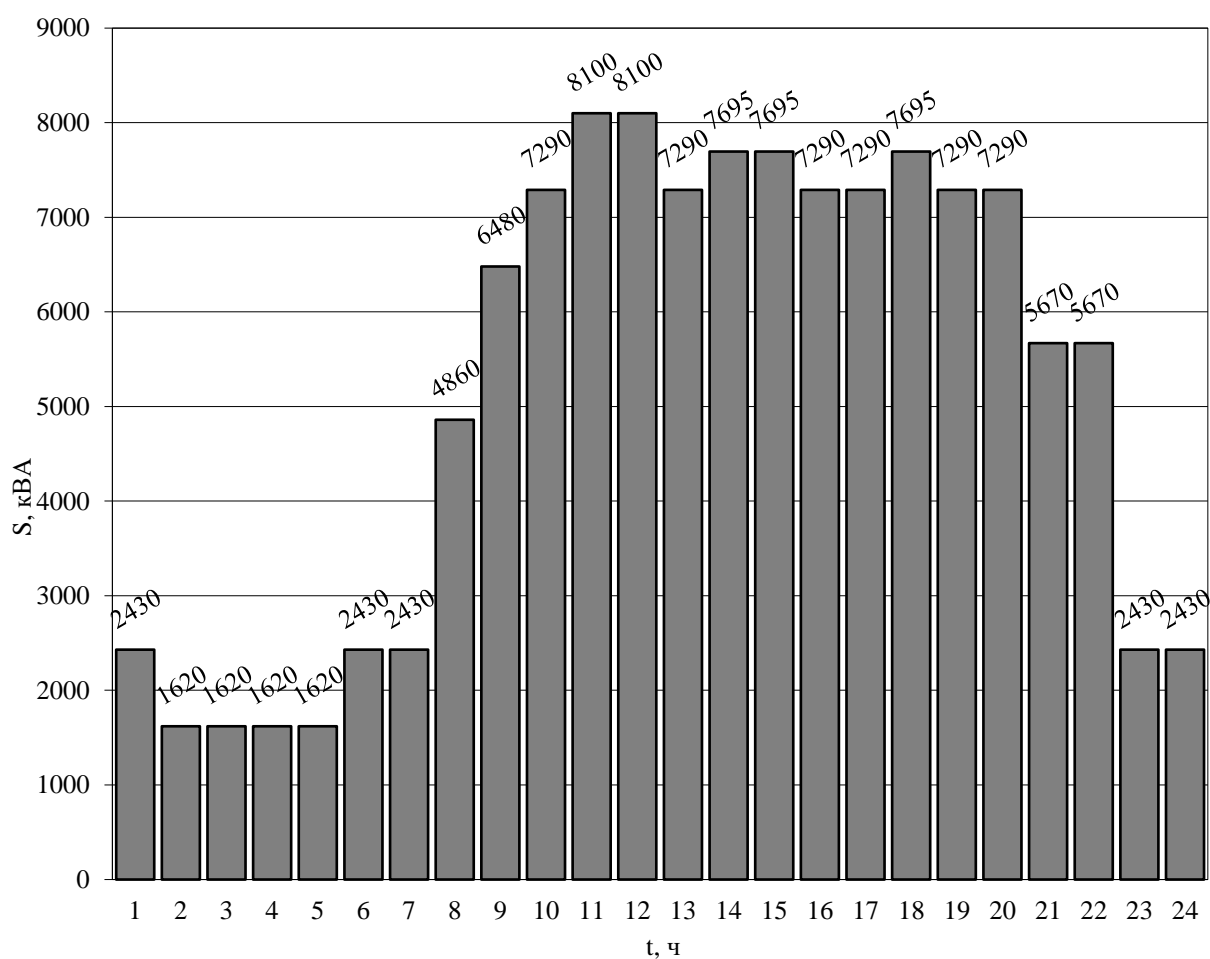


Рисунок 2 – Зимний средний суточный график нагрузок

На ПС 35-750 кВ необходимо принимать к установке трехфазные трансформаторы или автотрансформаторы. Монтаж групп однофазных и групп из двух трехфазных трансформаторов половинной мощности проводится в отдельных случаях.

«Необходимость обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей при изменяющейся нагрузке (ГОСТ 13109-87) требует применения на ПС 35 кВ и выше трансформаторов со встроенными устройствами для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН)» [12].

«На ПС 35-750 кВ всех категорий, как правило, предусматривают установку двух трансформаторов, мощность каждого из них выбирается не более 70 % максимальной нагрузки ПС» [16].

Для того чтобы выбрать правильную номинальную мощность трансформатора необходимо воспользоваться суточным графиком, на котором отражена максимальная и среднесуточная активная нагрузка, а также продолжительность максимума нагрузки. В зимнее время года потребность в электроэнергии выше, поэтому следует использовать для расчета зимний суточный график электрических нагрузок. Максимальная зимняя нагрузка $S_{max.ПС} = 8100$ кВА. Необходимо провести расчет числа и мощности трансформаторов по выражению:

$$S_{ном.тр} = \frac{S_{max.ПС}}{0,7 \cdot n}, \quad (1)$$

$$S_{ном.тр} = \frac{8100}{0,7 \cdot 2} = 5786 \text{ кВА},$$

где n – количество используемых трансформаторов.

Поэтому необходимо принять к установке два трансформатора ТМН-6300/110/10кВ, $S_{ном.тр} = 6300$ кВА.

Проводя анализ графика нагрузок видно, что данные трансформаторы по систематической нагрузке проходят.

Необходимо провести проверку трансформатора по аварийной перегрузке.

Коэффициент начальной нагрузки K_1 определяется по формуле:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном.тр}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_1^m S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum_1^m \Delta t_i}} \quad (2)$$

$$K_1 = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{2,43^2 \cdot 5 + 1,62^2 \cdot 4 + 4,86^2 + 5,67^2 \cdot 2}{12}} = 0,518$$

где S_i – значение нагрузки в i -час в интервале Δt_i .

Коэффициент перегрузки K_2 определяется по формуле:

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{ном.тр}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_1^m (S_i')^2 \cdot \Delta h_i}{\sum_1^m \Delta h_i}} \quad (3)$$

$$K_2' = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{6,48^2 + 7,29^2 \cdot 6 + 7,695^2 \cdot 3 + 8,1^2 \cdot 2}{12}} = 1,186$$

где S_i' – значения перегрузки в i -час в интервале Δh_i .

Далее следует определить допустимую норму аварийных перегрузок K_2 и ее продолжительность h . Для трансформаторов с системой охлаждения М и среднегодовой температуры $t = 10^\circ\text{C}$, $h' = 24$ ч [1]:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном.тр}}} \quad (4)$$

$$K_{\text{max}} = \frac{8100}{6300} = 1,286$$

Поскольку $K_2' = 1,186 \geq 0,9 \cdot K_{\text{max}} = 1,286 \cdot 0,9 = 1,157$, то $K_2 = K_2' = 1,186$.

Следовательно, данные трансформаторы ТМН 6300/110/10 проходят как по систематическим, так и по аварийным перегрузкам.

Поскольку на ПС установлено два силовых трансформатора ТМН 4000/110, то для покрытия электрических нагрузок в полной мере с соблюдением требований надежности необходима установка трансформаторов ТМН 6300/110 взамен существующих. Выбранные трансформаторы имеют следующие технические данные: $U_{\text{вн}}=110$ кВ; $U_{\text{нн}}=10$ кВ; $u_{\text{к}}=10,5\%$; РПН $\pm 9 \times 1,78\%$.

Выводы по разделу 2.

Используемые на ПС «Кряжская» 110/10 кВ два трансформатора ТМН 4000/110 не покрывают нагрузку существующих и подключаемых потребителей. Максимальная нагрузка потребителей в зимний период составила 8100 кВА по графику нагрузки. В соответствии с графиком нагрузки и проведенным расчетом необходимо принять к установке два трансформатора ТМН 6300/110.

3 Выбор и обоснование выбора электрической схемы ПС 110/10 «Кряжская»

Выбор конфигурации схемы является наиболее важным этапом при проектировании ПС. Конфигурация схемы ПС играет существенную роль поскольку:

- от схемы питания зависит надежность электроснабжения потребителей, которые подключены к шинам ПС;
- существует прямое влияние схемы на простоту и скорость оперативных переключений;
- от конфигурации схемы зависит сложность и скорость ремонтных работ на ПС.

«В системах электроснабжения общего назначения при выборе электрических схем ПС необходимо руководствоваться следующими нормативными документами: СТО 56947007-29.240.30.047-2010 и СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Данные документы разработаны Научно-техническим центром ПАО «ФСК ЕЭС» для облегчения работы организаций, привлекаемых к проектированию объектов электросетевого хозяйства» [17]-[19].

Существующая схема на ПС 110/10 кВ «Кряжская» – схема 110-4Н с применением отделителей и короткозамыкателей. Схема с применением отделителей и короткозамыкателей является устаревшей. Данное оборудование чувствительно к перепадам температур, что приводит к снижению надежности.

Поскольку требуется замена двух трансформаторов и установка автоматической перемычки, то необходимо использовать схему 110-5АН (рисунок 3).

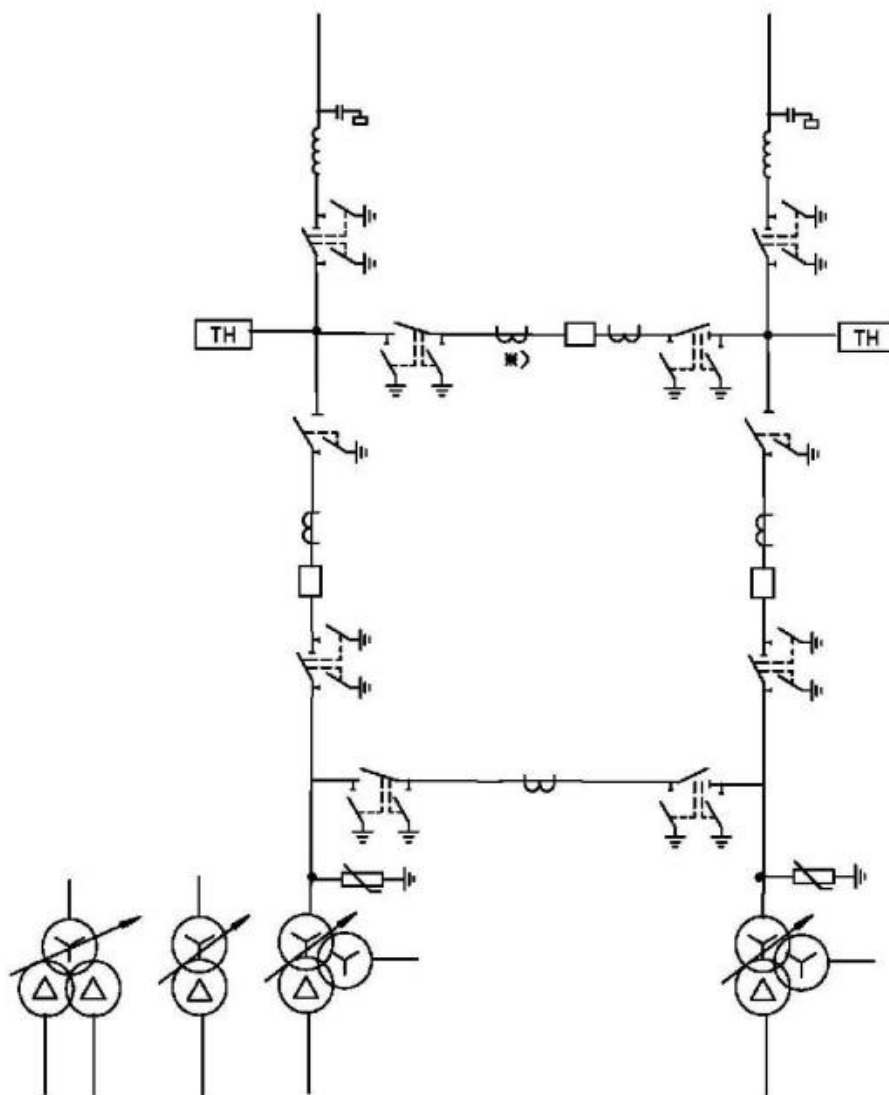


Рисунок 3 – Электрическая схема ПС типа 110-5АН

Применение схемы 110-5АН приведет к повышению надежности электроснабжения потребителей.

Выводы по разделу 3.

К установке следует принять схему 110-5АН. Данная схема позволит повысить надежность электроснабжения потребителей. Существующая схема электроснабжения 110-4Н с применением отделителей и короткозамыкателей является устаревшей.

4 Расчет токов КЗ

Для выбора электрических аппаратов на ПС необходимо рассчитать токи КЗ. Расчет токов КЗ производится в именованных единицах.

Следует составить расчетную схему рассматриваемого района (рисунок 4), а также рассчитать токи на шинах ПС «Мостовская» и ПС «Мокроусово» в режимах максимальной и минимальной нагрузки и на ВЛ 110 кВ в одноцепном исполнении.

Теперь следует рассчитать токи КЗ в максимальном и минимальном режимах на шинах ПС «Кряжская» приняв за базис напряжение равное 115 кВ. Составляется схема замещения рассматриваемого участка (рисунок 5).

Расчет сопротивлений систем 1 и 2 [3]:

$$x_{Cmax/min} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}} \left(\frac{U_6}{U_{НОМ}} \right)^2, \quad (5)$$

где $I_K^{(3)}$ – ток КЗ на шинах ПС для максимального и минимального режима.

ПС «Мостовская»:

$$x_{C1max} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 4,815} \left(\frac{115}{115} \right)^2 = 13,79 \text{ Ом},$$

$$x_{C1min} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1,335} \left(\frac{115}{115} \right)^2 = 49,73 \text{ Ом}.$$

ПС «Мокроусово»:

$$x_{C2max} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 4,47} \left(\frac{115}{115} \right)^2 = 14,85 \text{ Ом},$$

$$x_{C2min} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 2,12} \left(\frac{115}{115} \right)^2 = 54,25 \text{ Ом}.$$

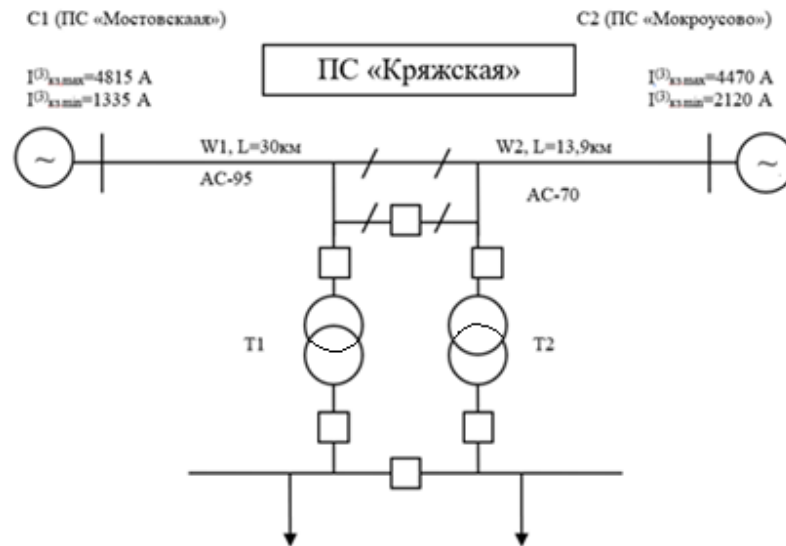


Рисунок 4 – Расчетная схема сетевого района

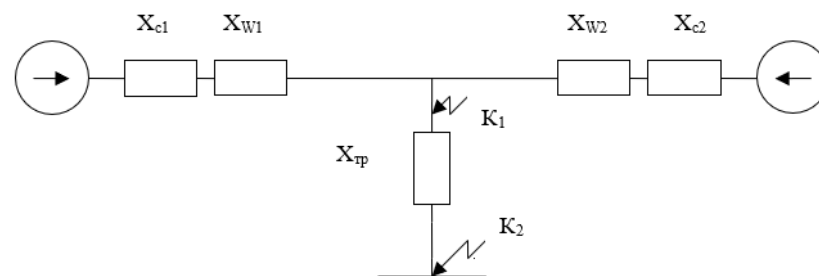


Рисунок 5 – Схема замещения сети

Реактивное сопротивление ВЛ:

$$x_{ли} = x_{ли} \cdot l_i, \quad (6)$$

$$x_{л1} = 0,434 \cdot 30 = 13,02 \text{ Ом},$$

$$x_{л2} = 0,444 \cdot 13,9 = 6,17 \text{ Ом}.$$

где $x_{ли}$ – погонное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

l_i – длина ВЛ, км» [3].

Поскольку трансформаторы имеют одинаковые технические характеристики и при нормальном режиме работают отдельно друг от друга,

то необходимо вычислить сопротивления и токи КЗ для одного из силовых трансформаторов [1].

В зависимости от степени регулирования напряжение на ВН находится в диапазоне 97-133 кВ ($\pm 9 \times 1,78\%$), поэтому следует рассчитать сопротивление трансформатора по следующему выражению:

$$x_{\text{тp}i} = \frac{u_{\text{к}}\% U_{\text{вн}}^2}{100 S_{\text{ном}}}, \quad (7)$$

$$x_{\text{тp.max}} = \frac{10,5 \cdot 133^2}{100 \cdot 6,3} = 294,8 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{тp.min}} = \frac{10,5 \cdot 97^2}{100 \cdot 6,3} = 156,82 \text{ Ом}.$$

Преобразованная схема замещения представлена на рисунке 6.

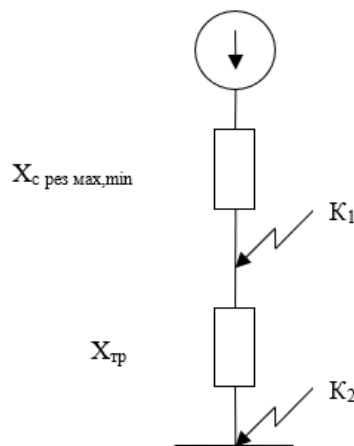


Рисунок 6 – Итоговая схема замещения

Теперь следует провести расчет схемы в минимальном и максимальном режимах.

Сопротивление при работе в максимальном режиме:

$$x_{\text{с.рез.max}} = \frac{(X_{\text{с1max}} + X_{\text{W1}})(X_{\text{с2max}} + X_{\text{W2}})}{X_{\text{с1max}} + X_{\text{W1}} + X_{\text{с2max}} + X_{\text{W2}}}, \quad (8)$$

$$x_{c.pez.max} = \frac{(13,79+13,02)(14,85+6,17)}{13,79+13,02+14,85+6,17} = 11,782 \text{ Ом.}$$

Сопротивление при работе в минимальном режиме:

$$x_{c.pez.min} = \frac{(X_{c1min}+X_{W1})(X_{c2min}+X_{W2})}{X_{c1min}+X_{W1}+X_{c2min}+X_{W2}}, \quad (9)$$

$$x_{c.pez.min} = \frac{(49,73+13,02)(54,25+6,17)}{49,73+13,02+54,25+6,17} = 30,78 \text{ Ом.}$$

Токи КЗ для точек К-1 и К-2 (рисунок 6):

$$I_{Ki}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot \sum x_{c.pez.i}}. \quad (10)$$

Точка К-1:

$$I_{K1.max}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11,782} = 5,6 \text{ кА,}$$

$$I_{K1.min}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 30,78} = 2,15 \text{ кА.}$$

Точка К-2:

$$I_{K2.max}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (30,78+156,8)} = 0,353 \text{ кА,}$$

$$I_{K2.min}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (11,782+294,8)} = 0,216 \text{ кА.}$$

Приведение тока к стороне НН:

$$I_{Ki.HH}^{(3)} = I_{Ki.BH}^{(3)} \frac{U_{BH}}{U_{HH}}, \quad (11)$$

$$I_{K2.max.HH}^{(3)} = 0,353 \cdot \frac{115}{11} = 3,26 \text{ кА,}$$

$$I_{K2.max.BH}^{(3)} = 0,216 \cdot \frac{115}{11} = 2,736 \text{ кА.}$$

Токи точки К-2, приведенные к стороне 10 кВ для минимального и максимального режима, равны 2,736 кА и 3,26 кА соответственно.

Ударный ток в точке КЗ [2]:

$$i_{yi} = \sqrt{2}K_{yi}I_{ki}^{(3)}. \quad (12)$$

Точка К-1:

$$i_{y,max} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 5,6 = 13,6 \text{ кА},$$
$$i_{y,min} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 2,15 = 5,22 \text{ кА}.$$

Точка К-2:

$$i_{y,max} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,353 = 798 \text{ А},$$
$$i_{y,min} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,216 = 488 \text{ А}.$$

Выводы по разделу 4.

Произведен расчет токов КЗ для выбранных точек. Определены ударные токи в режимах максимальной и минимальной нагрузки.

По мере удаления КЗ от энергосистемы токи КЗ возрастают. Рассчитанные значения токов КЗ позволят выбрать требуемое электрооборудование.

5 Выбор силового электрооборудования ПС 110/10 «Кряжская»

Для того чтобы обеспечить надежное электроснабжение потребителей необходимо выбрать соответствующее силовое электрооборудование. Для установки данного электрооборудования на ПС, необходимо рассчитать ряд параметров. Первым шагом следует рассчитать номинальные токи различных участков цепи.

Ток питающих линий стороны ВН:

$$I_{\text{пит.л}} = \frac{S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}} \cdot n_{\text{лин}}}, \quad (13)$$
$$I_{\text{пит.л}} = \frac{8,1 \cdot 10^6 + 11,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 2} = 51,96 \text{ А.}$$

«Выбор высоковольтных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока необходимо производить по значениям токов короткого замыкания, а также по значениям номинального тока» [2].

«Выбор трансформаторов напряжения выполняется с применением значения расчетной полной мощности подключенных ко вторичной обмотке приборов измерения и учета» [6].

Ток транзита линий стороны ВН:

$$I_{\text{пит.л}} = \frac{S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}} \cdot n_{\text{лин}}}, \quad (14)$$
$$I_{\text{пит.л}} = \frac{11,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 2} = 30,7 \text{ А.}$$

Ток питающих линий стороны ВН в аварийном режиме при отключении одной ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{пит.л}} = \frac{S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}} \cdot (n_{\text{лин}} - 1)}, \quad (15)$$

$$I_{\text{пит.л}} = \frac{19,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 1} = 103,9 \text{ А.}$$

Ток трансформатора при работе в нормальном режиме:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (16)$$

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33 \text{ А.}$$

Ток тяжелого режима силового трансформатора:

$$I_{\text{раб.тяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (17)$$

$$I_{\text{раб.тяж}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,3 \text{ А.}$$

Ток силового трансформатора стороны НН тяжелого режима.

$$I_{\text{тр.НН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}} \cdot n_{\text{обм}}} \quad (18)$$

$$I_{\text{тр.НН}} = \frac{1,4 \cdot 8,1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 330 \text{ А.}$$

Ток отходящих линий стороны НН.

$$I_{\text{отх.л.}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}} \cdot n_{\text{отх.л}}}$$

$$I_{\text{отх.л.}} = \frac{8,1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 10} = 46,7 \text{ А.}$$

Расчетный ток КЗ – ток на шинах ВН точки К-1.

Теперь необходимо выбрать силовые выключатели.

Выключатели РУ с напряжением выше 35 кВ чаще всего принимаются однотипными для любых цепей РУ и проверяются в наиболее тяжелых

условиях работы при КЗ [6]. К установке принимается элегазовый выключатель ВЭБ-110П*-40/1000.

Значение периодической составляющей тока КЗ: $I_{n,\tau} = I_{n,o} = 5,6$ кА.

Расчетное время:

$$\begin{aligned}\tau &= t_{з,min} + t_{с.в}, \\ 0,01 + 0,055 &= 0,065 \text{ с.}\end{aligned}\tag{19}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ ветви энергетической системы:

$$\begin{aligned}i_{a,\tau} &= \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \\ i_{a,\tau} &= \sqrt{2} \cdot 5,6 \cdot e^{\frac{-0,065}{0,02}} = 0,307 \text{ кА.}\end{aligned}\tag{20}$$

Постоянная времени T_a является табличным значением [23].

Производитель выключателя гарантирует апериодическую составляющую при отключаемом токе КЗ:

$$\begin{aligned}i_{a,ном} &= \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк}, \\ i_{a,ном} &= \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,46 \text{ кА,}\end{aligned}\tag{21}$$

где $\beta_{ном}$ – вычисляется по кривой рисунку 2-1 [5].

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$\begin{aligned}B_{к.мах} &= \left(I_{к.мах}^{(3)} \right)^2 (t_{откл} + T_a), \\ B_{к.мах} &= 5,6^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 5,48 \text{ кА}^2\text{с.}\end{aligned}\tag{22}$$

Все расчетные и каталожные данные следует представить в таблице 1. Расчет выключателя на стороне НН необходимо провести аналогично:

$$\tau = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с,}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,26 \cdot e^{\frac{-0,016}{0,05}} = 0,187 \text{ кА.}$$

$$i_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,1 \cdot 20 = 2,82 \text{ кА,}$$

$$B_{к,\text{max}} = 0,353^2 \cdot (2,75 + 0,01) = 0,34 \text{ кА}^2\text{с}$$

Таблица 1 – Расчетные и каталожные данные выключателей стороны ВН и НН

Сравниваемые параметры	Расчетные данные	Силовой выключатель ВН	Силовой выключатель НН
Маркировка оборудования		ВЭБ-110П*-40/1000	ВВ/TEL-10-12,5/630
$U_{уст}$	110 кВ	110 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.тяж}}$	103,9 А	1000 А	630 А
$i_{a,\tau}$	307 А	25 кА	2,1 кА
$I_{п.0}$	5,6 кА	40 кА	12,5 кА
i_{γ}	13,6 кА	102 кА	32 кА
$B_{к}$	5,48 кА ² с	4800 кА ² с	1600 кА ² с

Преимущества вакуумных выключателей перед масляными [25]:

- небольшие габариты, в сравнении с масляными выключателями [18];
- возможность быстрой замены, особенно в выкатных ячейках;
- сравнительно низкий уровень шума;
- экологичность;
- не требуют периодической компенсации уровня рабочей среды, снижая объемы работ по обслуживанию к минимуму [26];
- высокая надежность;
- высокое быстродействие;
- минимальные капиталовложения на ремонт.

Аналогичными сравниваемыми параметрами обладают также разъединители, трансформаторы тока и напряжения [21]. Теперь следует представить данные об электрооборудовании в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетные и каталожные данные разъединителей и трансформаторов тока ВН

Сравниваемые параметры	Расчетные данные	Разъединитель	Трансформатор тока (транзит) в цепи рабочей перемычки
Маркировка оборудования		РНДЗ-2-110/1000	ТФЗМ 110Б -II- 200Т1
$U_{уст}$	110 кВ	110 кВ	110 кВ
$I_{раб.тяж}$	103,9 А	1000 А	200 А
$i_{а.т}$	307 А	–	–
$I_{п.0}$	5,6 кА	–	–
i_y	13,6 кА	80 кА	126 кА
B_K	5,48 кА ² с	2883 кА ² с	2028 кА ² с
S_p	22,3 ВА	–	40 ВА

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (23)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{22,3}{5^2} = 0,892 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2}, \quad (24)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{40}{5^2} = 1,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт.}} \quad (25)$$

Поскольку сопротивление контактов равно 0,05 Ом, то сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 1,6 - 0,892 - 0,05 = 0,558 \text{ Ом.}$$

Для алюминиевого провода длиной 4 м необходимо рассчитать сечение по выражению:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_p}{r_{\text{пров}}}, \quad (26)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 15}{0,558} = 1,32 \text{ мм}^2.$$

Следует принять провод по условию механической прочности сечением 2,5 мм². Теперь необходимо выбрать трансформатор тока на стороне НН и его данные занести в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетные и каталожные трансформаторов тока НН

Сравниваемые параметры	Расчетные данные	Трансформатор тока НН
Маркировка оборудования		ТМЛ-10-100-0,5/Р
$U_{\text{уст}}$	110 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.тяж}}$	103,9 А	100 А
i_y	13,6 кА	98,99 кА
B_K	5,48 кА ² с	324 кА ² с
S_p	5,1 ВА	10 ВА

К трансформатору ТМЛ-10-100-0,5/Р подключены амперметр, счетчики активной и реактивной энергии. Нагрузки по фазам А и С равны 2,6 и 2,5 ВА соответственно.

Сопротивление приборов (23):

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,1}{5^2} = 0,204 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка (24):

$$z_{2\text{ном}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов (25):

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,204 - 0,05 = 0,146 \text{ Ом.}$$

Для алюминиевого провода длиной 4 м рассчитывается сечение (26):

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,146} = 1,34 \text{ мм}^2.$$

Следует принять провод по условию механической прочности сечением 2,5 мм².

«Для питания приборов, имеющих две обмотки напряжения (ваттметры, счётчики), целесообразно применить два однофазных трансформатора напряжения, соединенных по схеме открытого треугольника или трехфазный – типа НТМИ. При использовании трансформатора напряжения для контроля изоляции в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью (сети 3-35 кВ) следует применить пятистержневой трансформатор напряжения НТМИ или группу из трёх однофазных трансформаторов напряжения типа ЗНОМ, ЗНОЛ» [8]

«Трансформатор напряжения предназначен для питания параллельных катушек измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю, поэтому целесообразно использовать трехфазный пятистержневой трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66» [4].

Расчетная полная мощность трансформатора напряжения:

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (27)$$

$$S_{\text{приб.ВН}} = \sqrt{13^2 + 12,2^2} = 17,8 \text{ ВА}$$

$$S_{\text{приб.НН}} = \sqrt{20^2 + 36^2} = 41,2 \text{ ВА.}$$

Выбор трансформаторов напряжения отражен в таблице 4.

Таблица 4 – Трансформаторы напряжения, требуемые к установке на ПС 110/10 кВ «Кряжская»

Тип трансформатора напряжения	Расчетные значения	Паспортные значения
НТМИ-10-66У1	41,2 ВА	120 ВА
НКФ-110-58У1	17,8 ВА	400 ВА

Таким образом, трансформаторы будут работать в выбранном классе точности.

Выводы по разделу 5.

Произведен выбор и проверка коммутационных аппаратов и измерительных трансформаторов по стороне высшего и низшего напряжения. Выбранное оборудование соответствует требуемым критериям.

6 Система собственных нужд ПС 110/10 кВ «Кряжская»

Для обеспечения требуемых условий работы электротехнического персонала необходимо проектирование собственных нужд ПС. «К выбору состава потребителей собственных нужд ПС необходимо подходить с высокой степенью ответственности, так как от состава потребителей собственных нужд зависит комфортность при эксплуатации электрооборудования ПС, а в отдельных случаях эффективность и безопасность эксплуатации ПС» [20].

Любая система собственных нужд ПС имеет следующие составляющие [7]:

- питание осветительных установок РУВН и РУНН;
- отопление ОПУ и КРУ, электроприводов аппаратов, шкафов управления, клеммных сборок [15];
- питание электроприводов: РПН силового трансформатора, высоковольтных выключателей, разъединителей, системы охлаждения силовых трансформатора;
- контрольно-измерительная система ПС;
- питание бытовых электропотребителей ПС.

В таблице 5 перечислен состав электропотребителей собственных нужд ПС 110/10 кВ «Кряжская».

Таблица 5 – Состав электропотребителей собственных нужд ПС 110/10 кВ «Кряжская»

Потребитель	Установленная мощность, кВт	$\cos \phi$	$tg\phi$	Нагрузка	
				$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
Система охлаждения ТМН 6300/110	2×2,5	0,86	0,59	5,00	2,95
Подогрев высоковольтных выключателей и электроприводов	3×15,8	1,00	0,00	47,40	–

Продолжение таблицы 5

Потребитель	Установленная мощность, кВт	$\cos \phi$	$tg\phi$	Нагрузка	
				$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
Подогрев шкафов КРУН	20×1	1,00	0,00	20,00	–
Подогрев электроприводов разъединителей	8×0,6	1,00	0,00	4,80	–
Отопление, электроосвещение, система вентиляции	58	1,00	0,00	58,00	–
Освещение ОРУ 110кВ	6×0,5	1	0,00	3,00	–
Итого	–	–	–	124,2	2,95

Расчетная полная мощность трансформатора собственных нужд:

$$S_{тр.СН} = k_c \cdot \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (28)$$

$$S_{тр.СН} = 0,8 \cdot \sqrt{124,2^2 + 2,95^2} = 99,4 \text{ кВА}$$

В результате для покрытия собственных нужд ПС необходимо принять два трансформатора ТМ-100/10.

«Для питания цепей управления коммутационных аппаратов, релейной защиты, автоматики и сигнализации применяют оперативный ток. Основным требованием, которое предъявляется к источникам оперативного тока, является готовность их к действию в любых условиях, в том числе и во время КЗ, когда напряжение на шинах подстанции может снизиться до нуля. Применяют два вида оперативного тока: переменный – на подстанциях с упрощенными схемами и постоянный на подстанциях, имеющих стационарные аккумуляторные установки» [9].

На реконструируемой ПС следует использовать переменный оперативный ток [14].

В качестве источника оперативного тока для питания защит, управления и автоматики секционного ЭВ-110 кВ и ЭВ-110 кВ трансформатора Т-1 и Т-2

следует принять комбинированное питание от трансформатора тока (ТА) и напряжения (ТВ) одновременно (рисунок 7), то есть необходимо использовать выпрямленный ток [24].

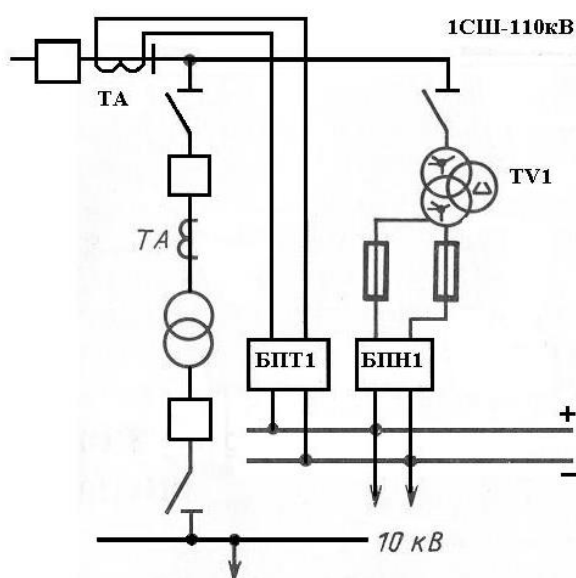


Рисунок 7 – Принципиальная схема комбинированного питания оперативных цепей

«Выпускаемые заводами блоки питания серий БПТ и БПН подключаются к трансформаторам тока и напряжения соответственно. Установленные в блоке выпрямители питают оперативные цепи суммируемым оперативным током» [20].

Напряжение 100 В к блокам питания БПН-1 приходит от ТВ1-110 кВ, к блоку питания БПН-2 от ТВ2-110 кВ, блоки питания БПТ-1002 №1 и №2 запитаны от комплектов выносных трансформаторов тока ТФЗМ-110 кВ.

Выводы по разделу 6.

Для покрытия собственных нужд ПС приняты к установке два трансформатора ТМ 100/10, выбрана аппаратура переменного оперативного тока ПС.

7 Расчет молниезащиты

В соответствии с планом проектируемой ПС (рисунок 8), видно, что самая высокая точка ПС находится на высоте $h_x = 7$ м, соответственно необходимо осуществить молниезащиту ПС с помощью отдельно стоящих молниеотводов. В качестве несущих конструкций для молниеотводов необходимо использовать мачты наружного освещения ПС (рисунок 9), установленные по углам площадки в количестве четырех штук.

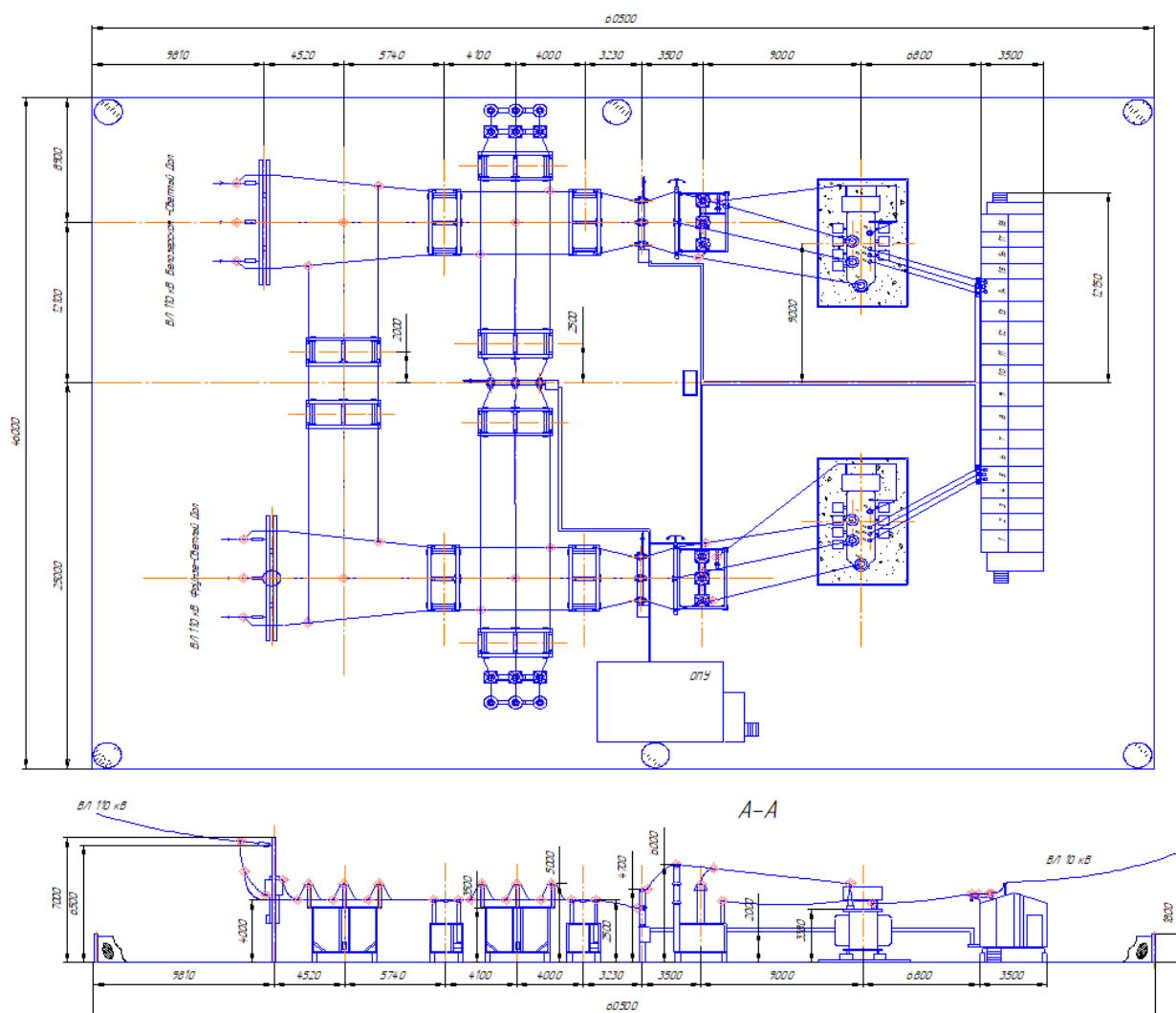
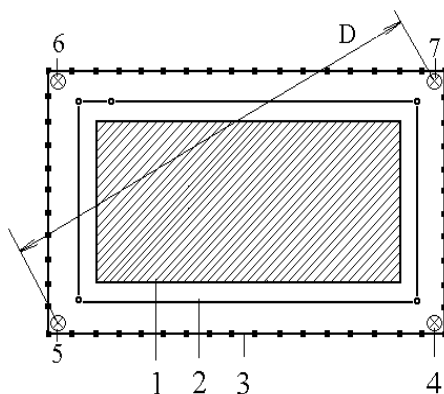


Рисунок 8 – План проектируемой ПС



1 – площадь, занятая оборудованием; 2 – заземляющий контур; 3 – ограждение ПС; 4-7 – четыре мачты освещения из шести

Рисунок 9 – План заземляющего устройства и расположения мачт освещения

«Одним из важных условий бесперебойной работы ПС является обеспечение надежной грозозащиты зданий, сооружений и электрооборудования.

Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми молниеотводами.

При разработке системы молниезащиты для конкретных ПС следует пользоваться рекомендациями ПУЭ: открытые ПС и ОРУ напряжением 20 – 500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Здания ЗРУ и закрытых ПС следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в году более 20. Следует использовать также защитное действие высоких объектов, которые являются молниеприемниками (опоры ВЛ, прожекторные мачты, радиомачты и др.). Расстояние между обособленным заземлителем молниеотвода и заземляющим устройством ОРУ составляет не менее трех метров. Расстояние по воздуху от отдельно стоящих молниеотводов с обособленным заземлителем до токоведущих частей, заземленных конструкций и оборудования ОРУ (ПС) должно быть не менее пяти метров» [22].

«Заземлители отдельно стоящих молниеотводов могут быть присоединены к заземляющему устройству ОРУ (ПС). Место присоединения заземлителя отдельно стоящего молниеотвода к заземляющему устройству ПС удалено по магистралям заземления на расстояние не менее пятнадцати метров от места присоединения к нему трансформатора. В месте присоединения заземлителя отдельно стоящего молниеотвода к заземляющему устройству ОРУ 35 – 150 кВ выполнено три направления по магистралям заземления. Заземлители отдельно стоящих молниеотводов, установленных на прожекторных мачтах, присоединены к заземляющему устройству ПС, на расстоянии пяти метров от молниеотвода следует устанавливать три вертикальных электрода длиной пять метров» [23].

Исходные данные (рисунок 8):

- площадь защищаемого оборудования 52×43 м;
- площадь ограждения $60,5 \times 46$ м;
- размер контура заземления 55×45 м.

Длина наибольшей диагонали определяется по выражению:

$$D = \sqrt{a^2 + b^2}, \quad (29)$$

$$D = \sqrt{60,5^2 + 46^2} = 76 \text{ м.}$$

где a – длина ограждения ПС,

b – ширина ограждения ПС;

Сооружение высотой h_x будет защищено, если выполняется условие:

$$D \leq 8 \cdot (h - h_x), \quad (30)$$

$$h \geq \frac{76}{8} + 7 = 16,5 \text{ м}$$

где D – длина наибольшей диагонали защищаемого четырехугольника,

h – длина молниеотвода;

Необходимо принять высоту молниеотвода с запасом $h = 20$ м.

Согласно требованиям ПУЭ, заземлители молниеотводов требуется присоединять к заземляющему устройству ПС. Согласно РД 34.21.122 – 87 п.1,8 следует выбрать стальной трехстержневой искусственный заземлитель для каждого молниеотвода с параметрами: полоса размером 40×4 мм, стержни диаметром 20 мм, $c = 6$ м, $l = 5$ м, $t = 0,7$ м (рисунок 10).

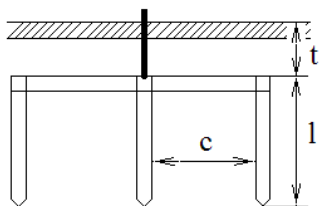


Рисунок 10 – Заземлитель трехстержневой

Зона защиты многократного стержневого молниеотвода определяется как зона защиты попарно взятых соседних стержневых молниеотводов высотой $h \leq 150$ м. Основным условием защищенности объекта высотой h_x с надежностью, соответствующей надежности зоны А, является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

Торцевые области зоны защиты определяются как зоны одиночных стержневых молниеотводов.

Необходимо провести расчет для пары мачт 5 и 7 (рисунок 9) зоны А.

Высота защитного конуса:

$$h_0 = 0,85h, \quad (31)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (32)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (33)$$
$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot \left(20 - \frac{7}{0,85} \right) = 12,45 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами $L = 76$ м ($2h \leq L \leq 4h$).

Теперь необходимо рассчитать высоту h_c :

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4}h) \cdot (L - h), \quad (34)$$
$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (76 - 20) = 7,146 \text{ м.}$$

Радиус r_c :

$$r_c = r_0 \left(1 - \frac{0,2(L-2h)}{h} \right), \quad (35)$$
$$r_c = 21,2 \left(1 - \frac{0,2(76-2 \cdot 20)}{20} \right) = 13,57 \text{ м.}$$

Радиус сходимости $r_{сх}$:

$$r_{сх} = \frac{r_c(h_c - h_x)}{h_c}, \quad (36)$$
$$r_{сх} = \frac{13,57(7,146 - 7)}{7,146} = 0,28 \text{ м.}$$

Для пары молниеотводов 5 и 7 неравенство $r_{сх} > 0$ выполняется. Теперь необходимо провести расчет для пары мачт 5 и 6 (рисунок 9).

Зона А при $h \leq L$, где $L = 46$ м.

Следует воспользоваться ранее приведенными формулами:

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (46 - 20) = 16,8 \text{ м,}$$

$$r_c = r_0 = 21,2 \text{ м},$$

$$r_{cx} = \frac{21,2(16,8-7)}{16,8} = 12,36 \text{ м}.$$

Для пары молниеотводов 4 и 5 неравенство $r_{cx} > 0$ выполняется.

Зона А при $2h \leq L \leq 4h$, где $L = 60,5$ м.

Необходимо воспользоваться ранее приведенными формулами:

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (60,5 - 20) = 9,9 \text{ м},$$

$$r_c = 21,2 \left(1 - \frac{0,2(60,5-2 \cdot 20)}{20} \right) = 16,8 \text{ м},$$

$$r_{cx} = \frac{16,8(9,9-7)}{9,9} = 4,9 \text{ м}.$$

Для пары молниеотводов 5 и 6 неравенство $r_{cx} > 0$ выполняется.

Зона молниезащиты представлена на рисунке 11.

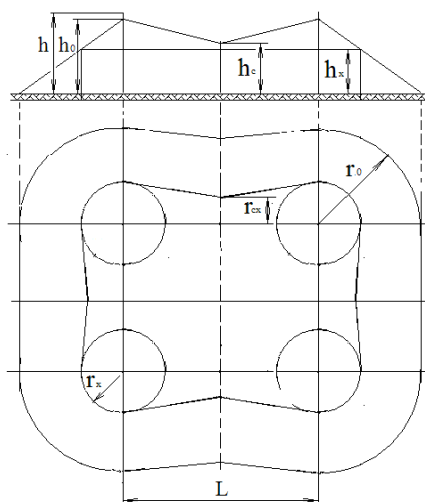


Рисунок 11 – Зона защиты четырехстержневого молниеотвода

Выводы по разделу 7.

Зона молниезащиты полностью покрывает территорию ПС. Для защиты ПС от ударов молнии принято четыре молниеотвода высотой 20 м. В соответствии с расчетом составлена схема защиты ПС.

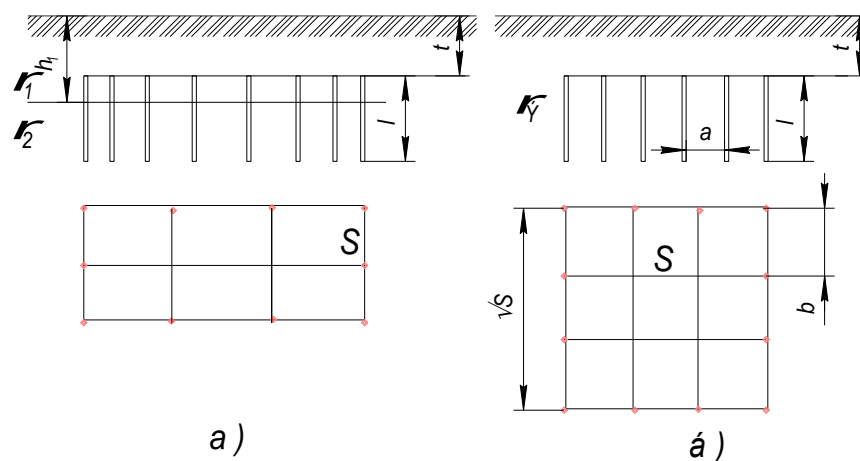
8 Расчет заземления

Заземляющие устройства в электроустановках 110 кВ и выше выполняются с эффективно-заземленной нейтралью.

«Расчет по допустимому сопротивлению $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ приводит к неоправданному расходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющих устройств для ПС небольшой площадью, не имеющих естественных заземлителей. Опыт эксплуатации распределительных устройств 110 кВ и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения $U_{пр}$, а не величины R_3 . Заземляющие устройства в этих электроустановках должны проектироваться так, чтобы в любое время года на всей территории электростанции или ПС напряжение прикосновения, под которое может попасть человек, не превышало допустимого напряжения» [13].

На рисунке 12 (а) представлена схема заземляющего устройства ПС с учетом действующей конфигурации. Тем не менее, допускается использовать эквивалентные модели для расчета сложных заземляющих устройств.

«Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос, уложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, уложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом. Расстояние между полосами должно быть не более 30 м. Сложный заземлитель заменяется расчетной квадратной моделью (рисунок 12 (б)) при условии равенства их площадей S , общей длины горизонтальных проводников, глубины их заложения t , числа и длины вертикальных заземлителей l и глубины их заложения. При проведении расчета многослойный грунт заменяется двухслойным: верхний толщиной h_1 с удельным сопротивлением ρ_1 (слой сезонных изменений), нижний – с удельным сопротивлением ρ_2 » [11].



а – заземляющее устройство ПС; б – расчетная модель

Рисунок 12 – Расчет сложных заземлителей

Исходные данные: площадь ПС $60,5 \times 46 \text{ м}^2$; $\rho_1 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_1 = 1,95 \text{ м}$; $t = 0,7 \text{ м}$.

Коэффициент стекания тока:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{R_q}{R_q + 1,5\rho_{вс}}, \quad (37)$$

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

где R_q – сопротивление тела человека, Ом;

R_c – сопротивление растеканию тока, Ом;

$\rho_{вс}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли Ом·м.

Для контура следует выбрать вертикальные заземлители длиной 5 м. Суммарная длина горизонтальных заземлителей 472 м. Расстояние между вертикальными заземлителями 5 м.

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\beta} \cdot L_T}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (38)$$

$$k_{\Pi} = \frac{0,69 \cdot 0,597}{\left(\frac{5 \cdot 472}{5 \cdot 52,75}\right)^{0,45}} = 0,153$$

где M – параметр, зависящий ρ_1 / ρ_2 ;

l_{β} – длина вертикального заземлителя;

L_{Γ} – суммарная длина горизонтальных заземлителей;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

S – площадь ПС.

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр,доп}}}{k_{\Pi}}, \quad (39)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,153} = 2614 \text{ В}$$

Напряжение меньше 10 кВ, что является допустимым значением.

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (40)$$

$$R_3 = \frac{2614}{2700} = 0,968 \text{ Ом.}$$

где I_3 – ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ.

Заземляющее устройство преобразуется в расчетную модель квадратной формы, площадь которой и суммарная длина горизонтальных заземлителей такие же, как в реальной модели рисунок 12 (а).

Сторона квадратной модели – 52,75м.

Число ячеек по стороне модели:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (41)$$

$$m = \frac{472}{2 \cdot 52,75} - 1 = 3,47.$$

Следует округлить в большую сторону и принять 4 ячейки.

Длина стороны ячейки:

$$\begin{aligned} \sigma &= \frac{\sqrt{S}}{m}, \\ \sigma &= \frac{52,75}{4} = 13,2 \text{ м.} \end{aligned} \quad (42)$$

Количество вертикальных электродов:

$$\begin{aligned} n_B &= \frac{4\sqrt{S}}{0,9 \cdot l_B}, \\ n_B &= \frac{4 \cdot 52,75}{0,9 \cdot 5} = 46,9. \end{aligned} \quad (43)$$

Следует принять к установке 47 вертикальных электрода.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$\begin{aligned} L_B &= l_B \cdot n_B, \\ L_B &= 5 \cdot 47 = 235 \text{ м.} \end{aligned} \quad (44)$$

По расчетной модели определяется сопротивление реального заземляющего устройства, для чего рассчитывается относительная глубина заложения заземлителя [10].

Относительная глубина:

$$\begin{aligned} t_\delta &= \frac{l_B + t_\Gamma}{\sqrt{S}}, \\ t_\delta &= \frac{5 + 0,7}{52,75} = 0,1 \leq 0,1. \end{aligned} \quad (45)$$

где t_Γ – глубина заложения заземлителя.

Теперь следует определить относительное эквивалентное удельное сопротивление грунта расчетной модели $\frac{\rho_{\text{э}}}{\rho_2}$. Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными заземлителями $\frac{\rho_{\text{э}}}{\rho_2} = 1,344$, тогда $\rho_{\text{э}} = 1,344 \cdot \rho_2 = 1,344 \cdot 180 = 241 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Затем находится:

$$R_3 = (0,444 - 0,84 \cdot t_{\delta}) \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}}, \quad (46)$$

$$R_3 = (0,444 - 0,84 \cdot 0,1) \frac{241}{52,75} + \frac{241}{472+235} = 1,97 \text{ Ом}.$$

Полученное значение больше допустимого $R_{3,\text{доп}} = 0,968 \text{ Ом}$.

Теперь необходимо определить напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (47)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,153 \cdot 2700 \cdot 1,97 = 813 \text{ В}.$$

Полученное напряжение прикосновения больше допустимого значения 400 В.

Необходимо принять меры для снижения напряжения прикосновения путем расширения заземляющего устройства, путем использования естественных заземлителей или применением подсыпки рабочих мест слоем гравия толщиной 0,2 м. Удельное сопротивление верхнего слоя (гравия) в этом случае будет $\rho_{\text{вс}} = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, тогда:

$$\beta' = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18,$$

$$k_{\text{п}}' = \frac{0,69 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 472}{5 \cdot 52,75}\right)^{0,45}} = 0,046$$

Подсыпка гравием не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заложения заземлителей 0,7 м больше толщины слоя гравия, поэтому соотношение ρ_1/ρ_2 и значение M остаются неизменными.

$$U_3' = \frac{400}{0,046} = 8696 \text{ В},$$
$$R_{з.доп}' = \frac{8696}{2700} = 3,22 \text{ Ом}.$$

Таким образом $R_3' = 1,97 \text{ Ом} < R_{з.доп}' = 3,22 \text{ Ом}$.

Напряжение прикосновения:

$$U_{пр}' = 0,046 \cdot 2700 \cdot 1,97 = 245 \text{ В}$$

Полученное значение меньше допустимых 400 В. Из расчета видно, как эффективна подсыпка гравием на территории ПС.

Теперь необходимо определить наибольший ток, стекающий с заземлителей ПС при однофазном коротком замыкании:

$$I_{з.мах} = \frac{U_{пр.доп}}{k_{п}R_3}, \quad (48)$$
$$I_{з.мах} = \frac{400}{0,046 \cdot 1,97}.$$

Схема заземляющего устройства, согласно проведенным расчетам, представлена на рисунке 13.

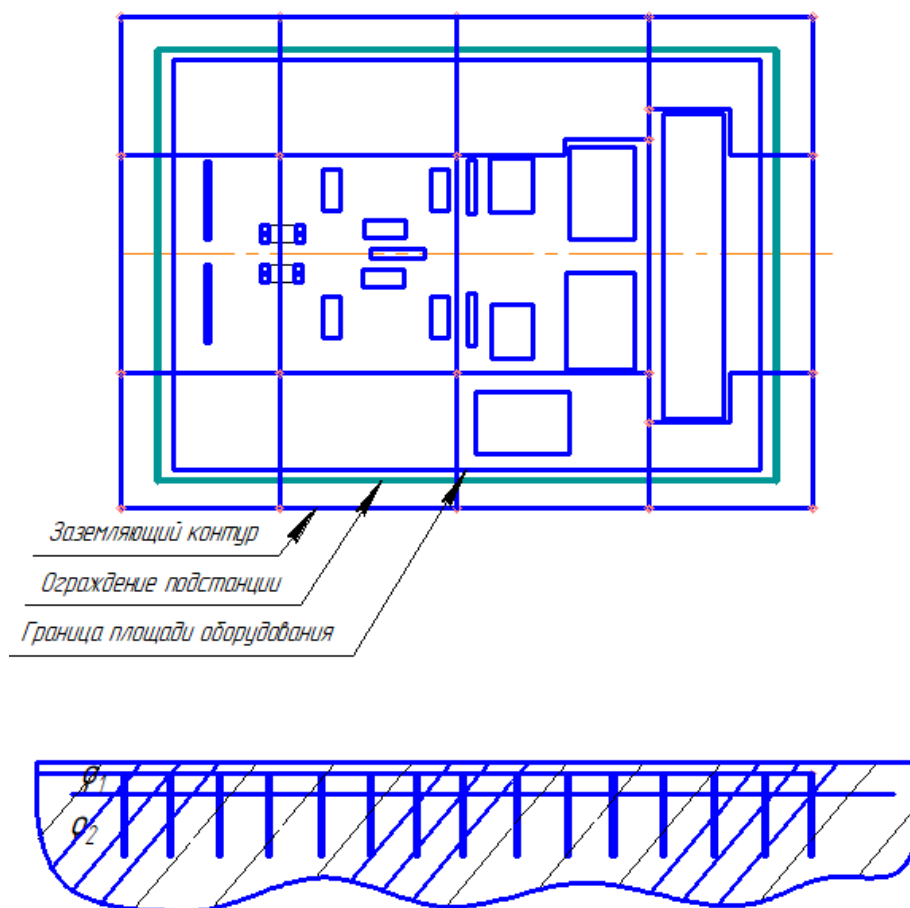


Рисунок 13 – Схема заземляющего устройства ПС 110/10 кВ «Кряжская»

Также можно использовать естественные заземлители – железобетонные стойки марки СК-1. На них установлены стержневые молниеотводы.

Выводы по разделу 8.

Для рассчитанной системы заземления напряжение прикосновения составляет менее 400 В, что является допустимым. В результате проведенных расчетов сопротивление заземляющего устройства составило 1,97 Ом, что не превышает допустимое, которое равно 3,22 Ом.

Заключение

В данной работе проведена реконструкция ПС 110/10 кВ, выполнен выбор оборудования и разработано конструктивное исполнение подстанции.

ПС выполняется по схеме «Мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях трансформаторов». На ПС установлено два трансформатора ТМН 6300/110/10.

На следующем этапе были рассчитаны токи КЗ. Самые большие токи короткого замыкания для максимального и минимального режима соответствуют точке К-1 (равны 5,6 кА и 2,15 кА соответственно). Токи короткого замыкания точки К-2 на стороне ВН для минимального и максимального режима равны 216 А и 353 А соответственно. Ударные токи точки К-1 для максимального и минимального режима равны 13,6 кА и 5,22 кА соответственно.

Проведен выбор следующего силового электрооборудования: силовых выключателей, трансформаторов напряжения, тока, собственных нужд.

Сторона НН выполнена из ячеек КРУН К-47. По стороне 10 кВ требуется установка двух секций шин. На отходящих линиях устанавливаются вакуумные выключатели ВВ TEL. Секционный выключатель необходимо установить марки ВВ TEL-10. При выборе электрооборудования рассматривались различные типы оборудования и выбраны те, которые удовлетворяют как нормальному, так и аварийному режимам.

Силовое электрооборудование, устанавливаемое на сторонах ВН и НН, также было проверено по токам термической и электродинамической стойкостей.

На заключительном этапе работы выполнены мероприятия по обеспечению электробезопасности объекта, а именно: проведен расчет молниезащиты и рассчитано заземление ПС. Система заземления и молниезащиты соответствует допустимым требованиям нормативно-технических документов.

Список используемых источников

1. ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс]: утв. приказом №60-ст от 09.04.2007. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200050072> (дата обращения: 15.03.2023).
2. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Москва. 2007.
3. Ерошенко С.А. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах: учебное пособие. Екатеринбург: УрФУ, 2019. 108 с.
4. Захаров В.А. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Екатеринбург: УрФУ, 2018, 236 с.
5. Земцов А.И. Проектирование главной понизительной подстанции предприятия: учебное пособие. Самара: СамГТУ, 2015. 102 с.
6. Кокин С.Е. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса. Екатеринбург: УрФУ, 2018, 196 с.
7. Коломиец Н.В. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. Томск: ТПУ, 2017, 146 с.
8. Кузнецов Ф.Д. Техническое обслуживание измерительных трансформаторов тока и напряжения: учебное пособие. Москва: НЦ ЭНАС, 2016. 201 с.
9. Наедин В.Ф. Релейная защита и автоматика: учебное пособие. Архангельск: САФУ, 2015, 98 с.
10. Наумова Т.В. Расчет защитного заземления: учебное пособие. Москва: МГТУ, 2010, 21 с.
11. Петухов С.В. Расчёт заземляющего устройства: учебное пособие. Архангельск: САФУ, 2011, 22 с.
12. Пилипенко О.И. Выбор силовых трансформаторов: учебное пособие. Оренбург: ОГУ, 2003. 15 с.

13. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. Л.Л. Жданова, Н. В. Ольшанская. М.: НЦ ЭНАС, 2013. 104 с.
14. Салтыкова О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2007, 47 с.
15. Сипайлова Н.Ю. Электрические и электронные аппараты: учебное пособие. Томск: ТПУ, 2014. 236 с.
16. Степкина Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2007. 88 с.
17. СТО 56947007 29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Москва. 2007.
18. СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации. Москва. 2011.
19. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Стандарт организации. Москва. 2010.
20. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. Москва: ЭНАС, 2012. 376 с.
21. Яковлев В.Н. Разъединители высоковольтные и приводы. Самара: СамГУПС, 2003. 35 с.
22. Dadfar S. Augmenting protection coordination index in interconnected distribution electrical grids: Optimal dual characteristic using numerical relays. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, №131, 2021. P. 107-115.
23. Dessouky S.S. Insulation performance enhancement of aged current transformers using nanofluids. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, №126, 2021. P. 2221-2233.
24. Ming Z. A novel series switch module in high-voltage applications. Fusion Engineering and Design, №146, 2019. P. 2618-2623.

25. Qun Q. Sliding mode controller-based switched-capacitor-based high DC gain and low voltage stress DC-DC boost converter for photovoltaic applications. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, №125, 2019. p. 1501-1510.

26. Hussain S. Vulnerabilities and countermeasures in electrical substations. International Journal of Critical Infrastructure Protection, №33, 2021. P. 100-108.