

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ
«Коммунар»

Обучающийся

П.С. Беликов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.В. Бычков

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

Тольятти 2023

Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена разработка проекта реконструкции системы электроснабжения подстанции 35/10 кВ.

Ключевым вопросом выпускной работы является модернизация электрооборудования подстанции, с оптимизированными параметрами системы электроснабжения, требуемой надежности.

Целью бакалаврской работы является реконструкция системы электроснабжения подстанции 35/10 кВ. Для этого необходимо разработать модернизированную главную схему электрических соединений подстанции, произвести выбор номинальных напряжений и токов, выбор марок проводов линий электропередач, марок и номинальных мощностей трансформаторов на подстанции, расчёт электрических режимов и регулирование напряжения на высокой стороне, произвести выбор оптимальной мощности трансформаторов и схемы соединения подстанции.

Данная работа актуальна не только для подстанции 35/10 кВ «Коммунар», но и других аналогичных по назначению объектов.

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 63 страницы, дополняемую 9 таблицами, 9 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Выбор и проверка трансформаторов подстанции.....	6
2 Расчет электрических режимов	8
2.1 Предельное распределение активных мощностей в линиях 35 кВ.....	8
2.2 Проверка проводов ВЛ 35 кВ	12
2.3 Определение потерь мощности в линиях	14
2.4 Расчет падения напряжения в линиях и напряжения на шинах 10 кВ подстанции.....	16
2.5 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции.....	20
3 Расчет, выбор и проверка электрооборудования.....	26
3.1 Выбор оборудования РУВН-35 кВ.....	26
3.2 Выбор оборудования РУНН-10 кВ.....	32
3.3 Электроснабжение собственных нужд	37
3.4 Релейная защита трансформаторов подстанции.....	42
4 Безопасность на подстанции	48
4.1 Расчет заземляющих устройств на ПС 35/10 кВ «Коммунар».....	48
4.2 Грозозащита.....	51
Заключение	57
Список используемых источников.....	59

Введение

Электрические подстанции представляют собой технические сооружения, разработанные для приема, преобразования и передачи электроэнергии на различных уровнях напряжения. Они функционируют как повышающие подстанции, расположенные близко к источникам электроэнергии, и преобразуют напряжение для передачи по сети более высокого уровня, а также как понижающие подстанции, обеспечивающие электроснабжение большинства потребителей [29].

Назначение, мощность и уровни напряжения подстанций определяются структурой и параметрами электрической сети, в которой они эксплуатируются, а также характеристиками и нагрузками потребителей электроэнергии. Критическим аспектом обеспечения непрерывности электроснабжения является выбор оптимальных схем первичных электрических соединений подстанций. Эти схемы должны быть разработаны таким образом, чтобы минимизировать количество установленного оборудования и обеспечивать простоту и безопасность оперативных переключений, например, при проведении технического обслуживания, испытаний или устранении аварийных ситуаций [30].

При реконструкции подстанций производится замена устаревшего оборудования, учитывая требования к надежности и экономической эффективности. Одним из наиболее перспективных направлений в области оптимизации распределительных электрических сетей является разработка и внедрение новых технологических решений. К ним относятся компактные трансформаторные подстанции и распределительные устройства с твердой или элегазовой изоляцией, вакуумные выключатели, а также кабели с пластмассовой изоляцией и другие инновационные компоненты. Эти технологии требуют

минимального уровня технического обслуживания и ремонта, что способствует снижению вероятности отказов в работе системы.

В связи с ростом мощности, отпускаемой с шин подстанции 35/10 кВ «Коммунар», с 2000 кВт до 4800 кВт возникла необходимость замены установленного электрооборудования на более мощное и современное. Это определяет актуальность данной работы.

Цель работы – разработать проект реконструкции системы электроснабжения подстанции 35/10 кВ.

Объектом исследования является энергосистема Красноярского района Самарской области [6].

Предмет исследования – электрооборудование подстанции 35/10 кВ «Коммунар» [7].

Для достижения поставленной в работе цели необходимо решение ряда задач: модернизировать главную схему электрических соединений подстанции, произвести выбор номинальных напряжений и токов, выбор марок проводов линий электропередач, марок и номинальных мощностей трансформаторов на подстанции, выполнить расчёт электрических режимов и регулирование напряжения на высокой стороне, произвести выбор оптимальной мощности трансформаторов и схемы соединения подстанции.

Решение поставленных задач позволит достичь цели работы и обеспечить надежное функционирование подстанции при увеличении отпускаемой с подстанции мощности.

1 Выбор и проверка трансформаторов подстанции

Приблизительный адрес расположения исследуемой подстанции: между поселками Коммунарский и Линево, Красноярский район Самарской области (рисунок 1).



Рисунок 1 – Расположение ПС 35/10 кВ «Коммунар»

Электростанция «Коммунар» планирует выпускать мощность в размере 4800 кВт, что превышает максимальные значения перегрузки ТМ-2500/35/10:

$$k_3 = \frac{P}{n \cdot \cos \varphi \cdot S_{т.ном}}, \quad (1)$$

где « k_3 – коэффициент загрузки;

$P=4800$ кВт – номинальная мощность нагрузки;

$\cos \varphi=0.9$ – коэффициент мощности;

$S_{т.ном}=2500$ кВА – мощность трансформатора» [13].

$$k_3 = \frac{4800}{1 \cdot 0,9 \cdot 2500} = 2,133.$$

Возможен выбор более мощного трансформатора ТМН-4000/35/10. Его коэффициент загрузки (по формуле 1):

$$k_3 = \frac{4800}{1 \cdot 0,9 \cdot 4000} = 1,333.$$

В связи с этим решено использовать двухтрансформаторную схему, предполагая реконструкцию подстанции «Коммунар» с использованием мостовой схемы с выключателями в линейных цепях. Для такой конфигурации были выбраны два трансформатора ТМН-4000/35/10 с коэффициентом загрузки, которое остается в пределах допустимых значений:

$$S_{т.ном} = \frac{P}{\cos \varphi} \cdot k_{з.треб}, \quad (2)$$

$$S_{т.ном} = \frac{4800}{0,9} \cdot 0,667 = 3577 \text{ кВА.}$$

где $k_{з.треб}$ – необходимый коэффициент загрузки.

Выбираем для установки на подстанции «Коммунар» два трансформатора ТМН-4000/35/10. При этом:

$$k_3 = \frac{4800}{2 \cdot 0,9 \cdot 4000} = 0,667.$$

Данное значение допустимо [33].

Выводы.

В процессе модернизации было принято решение использовать на подстанции два трансформатора типа ТМН-4000/35/10, работающие с загрузкой 66,7%, что положительно скажется на надежности и сроке эксплуатации трансформаторов на подстанции.

2 Расчет электрических режимов

2.1 Предельное распределение активных мощностей в линиях 35 кВ

В процессе расчета необходимо провести анализ потерь мощности и напряжения в линиях напряжением 35 кВ, а также в трансформаторах электростанции «Коммунар». При этом требуется проверка высоковольтных линий на длительно допустимый ток, падение напряжения и их компенсацию при использовании регулирующих устройств напряжения (РПН) внутри трансформаторов [32]. В ходе расчета предполагается, что подстанции «Елховка» и «С.Буян», имеющие напряжение 110/35/10 кВ и 35/10 кВ соответственно, поддерживают напряжение на 35 кВ шинах на уровне 105% от номинального значения, что составляет 36,75 кВ. Первоначально необходимо определить предварительное распределение активной мощности в линиях напряжением 35 кВ, как показано на рисунке 2.

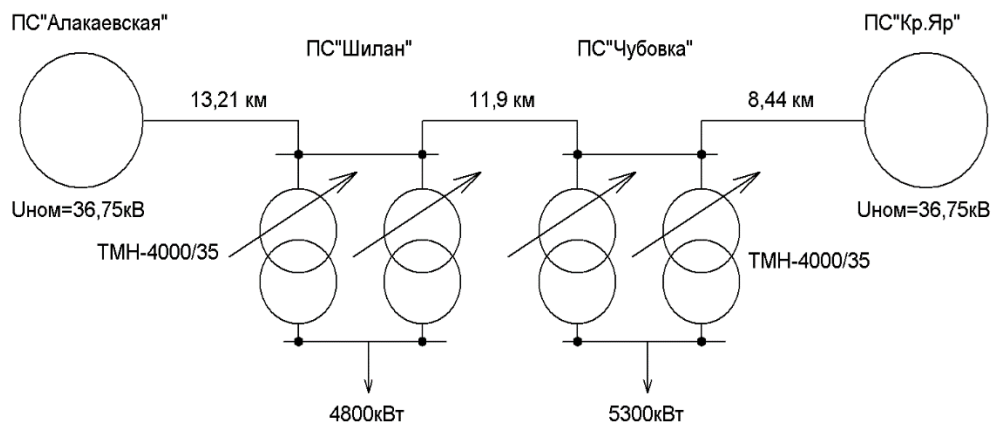


Рисунок 2 – Подключение подстанций к энергосистеме

Разработаем схему замещения для подстанций [27]. Расчет потерь мощности в трансформаторах подстанций выполняется с учетом потерь

холостого хода (ΔP_{xx}) и нагрузочного тока (I_{xx} , %), а также потерь короткого замыкания ($\Delta P_{кз}$) и напряжения короткого замыкания ($U_{кз}$, %), учитывая количество функционирующих трансформаторов (k):

$$\Delta P_m = k \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{k} \cdot \frac{\Delta P_{кз} \cdot S_{нс}^2}{S_{т.ном}^2}, \quad (3)$$

$$\Delta Q_m = k \cdot \frac{I_{xx} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{1}{k} \cdot \frac{u_{кз} \cdot S_{нс}^2}{100 \cdot S_{т.ном}}. \quad (4)$$

Результаты расчета оформим в виде таблицы 1.

Таблица 1 – Расчет потерь трансформаторов

Подстанция	«Коммунар»	«С.Буян»
«Тип трансформатора»	2×ТМН-4000/35/10	2×ТМН-4000/35/10
$S_{ном}$, кВА	4000	4000
$U_{вн}$, кВ	35	35
$U_{нн}$, кВ	10,5	10,5
$\Delta P_{кз}$, кВт	33,5	33,5
ΔP_{xx} , кВт	6,71	6,71
$u_{кз}$, %	7,5	7,5
I_{xx} , %» [10]	1,0	1,0

Трансформаторные потери на ПС «Коммунар» (рисунок 2):

$$\Delta P_{т.шл} = k \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{k} \cdot \frac{\Delta P_{кз} \cdot P_{нс.шл}^2}{S_{т.ном}^2 \cdot \cos^2 \varphi}, \quad (5)$$

$$\Delta P_{т.шл} = 2 \cdot 6,71 + \frac{1}{2} \cdot \frac{33,5 \cdot 4800^2}{4000^2 \cdot 0,9^2} = 43,198 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{т.шл} = k \cdot \frac{I_{xx} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{1}{k} \cdot \frac{u_{кз} \cdot P_{нс.шл}^2}{100 \cdot S_{т.ном} \cdot \cos^2 \varphi}, \quad (6)$$

$$\Delta Q_{m.шл} = 2 \cdot \frac{1 \cdot 4000}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{7,5 \cdot 4800^2}{100 \cdot 4000 \cdot 0,9^2} = 346,667 \text{ квар.}$$

Потребляемая мощность ПС «Коммунар» [28]:

$$P_{шл} = P_{нс.шл} + \Delta P_{m.шл}, \quad (7)$$

$$P_{шл} = 4800 + 43,198 = 4843,198 \text{ кВт,}$$

$$Q_{шл} = Q_{нс.шл} + \Delta Q_{m.шл} = P_{нс.шл} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} + \Delta Q_{m.шл}, \quad (8)$$

$$Q_{шл} = 4800 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,9^2} - 1} + 346,667 = 2324,746 + 346,667 = 2671,413 \text{ квар,}$$

$$\dot{S}_{шл} = P_{шл} + jQ_{шл}, \quad (9)$$

$$S_{шл} = 4843,198 + j2671,413 \text{ кВА.}$$

Трансформаторные потери ПС «С.Буян» (рисунок 2):

$$\Delta P_{m.чб} = k \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{k} \cdot \frac{\Delta P_{кз} \cdot P_{нс.чб}^2}{S_{m.ном}^2 \cdot \cos^2 \varphi}, \quad (10)$$

$$\Delta P_{m.чб} = 2 \cdot 6,71 + \frac{1}{2} \cdot \frac{33,5 \cdot 5300^2}{4000^2 \cdot 0,9^2} = 49,725 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{m.чб} = k \cdot \frac{I_{xx} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{1}{k} \cdot \frac{u_{кз} \cdot P_{нс.чб}^2}{100 \cdot S_{m.ном} \cdot \cos^2 \varphi}, \quad (11)$$

$$\Delta Q_{m.шл} = 2 \cdot \frac{1 \cdot 4000}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{7,5 \cdot 5300^2}{100 \cdot 4000 \cdot 0,9^2} = 405,116 \text{ квар.}$$

Потребляемая мощность ПС «С.Буян» (рисунок 2):

$$P_{чб} = P_{нс.чб} + \Delta P_{m.чб}, \quad (12)$$

$$P_{чб} = 5300 + 49,725 = 5349,725 \text{ кВт},$$

$$Q_{чб} = Q_{нс.чб} + \Delta Q_{т.чб} = P_{нс.чб} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} + \Delta Q_{т.чб}, \quad (13)$$

$$Q_{чб} = 5300 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,9^2} - 1} + 405,116 = 2566,907 + 405,116 = 2972,023 \text{ квар},$$

$$\dot{S}_{чб} = P_{чб} + jQ_{чб}, \quad (14)$$

$$S_{чб} = 5349,725 + j2972,023 \text{ кВА}.$$

В процессе предварительного анализа потока активной и реактивной мощности делается предположение, что зарядная мощность линии не учитывается [21].

Схема на рисунке 3 демонстрирует активные и реактивные мощности, пересекающие линию 35 кВ от подстанции «Елховка» к «Коммунар».

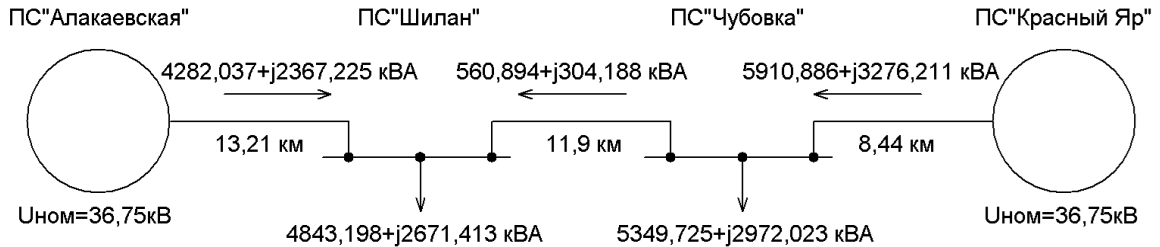


Рисунок 3 – Предварительный переток энергии в линиях 35 кВ

$$P_{ал-шл} = \frac{P_{шл} \cdot (l_{шл-чб} + l_{чб-кря}) + P_{чб} \cdot l_{чб-кря}}{l_{ал-шл} + l_{шл-чб} + l_{чб-кря}}, \quad (15)$$

$$P_{ал-шл} = \frac{4843,198 \cdot (11,9 + 8,44) + 5349,725 \cdot 8,44}{13,21 + 11,9 + 8,44} = 4282,037 \text{ кВт},$$

$$Q_{ал-шл} = \frac{Q_{шл} \cdot (l_{шл-чб} + l_{чб-кря}) + Q_{чб} \cdot l_{чб-кря}}{l_{ал-шл} + l_{шл-чб} + l_{чб-кря}}, \quad (16)$$

$$Q_{ал-шл} = \frac{2671,413 \cdot (11,9 + 8,44) + 2972,023 \cdot 8,44}{13,21 + 11,9 + 8,44} = 2367,225 \text{ квар},$$

$$S_{ал-шл} = 4282,037 + j2367,225 \text{ кВА}.$$

$$P_{кря-чб} = \frac{P_{чб} \cdot (l_{чб-шл} + l_{шл-ал}) + P_{шл} \cdot l_{шл-ал}}{l_{ал-шл} + l_{шл-чб} + l_{чб-кря}}, \quad (17)$$

$$P_{кря-чб} = \frac{5349,725 \cdot (11,9 + 13,21) + 4843,198 \cdot 13,21}{13,21 + 11,9 + 8,44} = 5910,886 \text{ кВт},$$

$$Q_{кря-чб} = \frac{Q_{чб} \cdot (l_{чб-шл} + l_{шл-ал}) + Q_{шл} \cdot l_{шл-ал}}{l_{ал-шл} + l_{шл-чб} + l_{чб-кря}}, \quad (18)$$

$$Q_{кря-чб} = \frac{2972,023 \cdot (11,9 + 13,21) + 2671,413 \cdot 13,21}{13,21 + 11,9 + 8,44} = 3276,211 \text{ квар},$$

$$S_{ал-шл} = 5910,886 + j3276,211 \text{ кВА}.$$

Полная мощность между ПС «С.Буян» и ПС «Коммунар» (рисунок 4):

$$\dot{S}_{шл-чб} = \dot{S}_{кря-чб} - \dot{S}_{чб}, \quad (19)$$

$$S_{шл-чб} = 5910,886 + j3276,211 - 5349,725 - j2972,023 = 560,894 + j304,188 \text{ кВА}.$$

2.2 Проверка проводов ВЛ 35 кВ

Ток в линейных электроэнергетических системах определяется путем деления активной мощности S [кВА] на среднее номинальное напряжение [кВ]:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}, [\text{А}]. \quad (20)$$

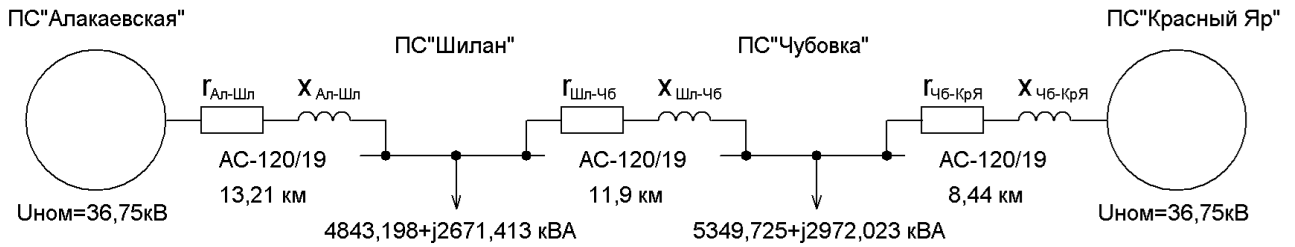


Рисунок 4 – Соотношения сопротивлений ВЛ 35 кВ

Токи в условиях нормальной эксплуатации [25]:

$$I_{ал-шл} = \frac{S_{ал-шл}}{\sqrt{3}U_{ср.ном}} = \frac{\sqrt{P_{ал-шл}^2 + Q_{ал-шл}^2}}{\sqrt{3}U_{ср.ном}}, \quad (21)$$

$$I_{ал-шл} = \frac{\sqrt{4282,037^2 + 2367,225^2}}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 76,867 \text{ А,}$$

$$I_{шл-чб} = \frac{S_{шл-чб}}{\sqrt{3}U_{ср.ном}} = \frac{\sqrt{P_{шл-чб}^2 + Q_{шл-чб}^2}}{\sqrt{3}U_{ср.ном}}, \quad (22)$$

$$I_{шл-чб} = \frac{\sqrt{560,894^2 + 304,188^2}}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 10,024 \text{ А,}$$

$$I_{чб-кря} = \frac{S_{чб-кря}}{\sqrt{3}U_{ср.ном}} = \frac{\sqrt{P_{чб-кря}^2 + Q_{чб-кря}^2}}{\sqrt{3}U_{ср.ном}}, \quad (23)$$

$$I_{чб-кря} = \frac{\sqrt{5910,886^2 + 3267,211^2}}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 106,171 \text{ А.}$$

Токи в режиме, возникающем после аварии (по формулам 21, 22, 23):

$$I_{ал-шл} = \frac{\sqrt{10192,923^2 + 5643,436^2}}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 183,038 \text{ А,}$$

$$I_{\text{шл-чб}} = \frac{\sqrt{5349,725^2 + 2972,023^2}}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 96,144 \text{ А},$$

$$I_{\text{чб-кря}} = \frac{\sqrt{10192,923^2 + 5643,436^2}}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 183,038 \text{ А}.$$

Для провода типа АС-120/19, используемого в линии передачи «Елховка» - «Коммунар», допустимый ток в режиме нормальной эксплуатации составляет 390 Ампер, что превышает как ток нормального режима (76,867 Ампер), так и ток послеаварийного режима (183,038 Ампер). Следовательно, данная линия передачи работает в пределах допустимого тока и не требует изменения сечения провода [23].

Для провода типа АС-120/19, используемого в линии передачи «Коммунар» - «С.Буян», допустимый ток в режиме нормальной эксплуатации также составляет 390 А, что превышает как ток нормального режима (10,024 А), так и ток послеаварийного режима (96,144 А). Следовательно, данная линия передачи также работает в пределах допустимого тока и не требует изменения сечения провода.

Для провода типа АС-120/19, используемого в линии передачи «С.Буян» - «Н.Буян», допустимый ток в режиме нормальной эксплуатации равен 390 А, что также превышает как ток нормального режима (106,171 А), так и ток послеаварийного режима (183,038 А). Следовательно, данная линия передачи работает в пределах допустимого тока и не требует изменения сечения провода.

2.3 Определение потерь мощности в линиях

Активные потери:

$$R = r_0 \cdot l, \tag{24}$$

$$R_{ал-шл} = 0,249 \cdot 13,21 = 3,289 \text{ Ом},$$

$$R_{шл-чб} = 0,249 \cdot 11,9 = 2,963 \text{ Ом},$$

$$R_{чб-кря} = 0,249 \cdot 8,44 = 2,102 \text{ Ом}.$$

Реактивные потери:

$$X = x_0 \cdot l, \quad (25)$$

$$X_{ал-шл} = 0,414 \cdot 13,21 = 5,469 \text{ Ом},$$

$$X_{шл-чб} = 0,414 \cdot 11,9 = 4,927 \text{ Ом},$$

$$X_{чб-кря} = 0,414 \cdot 8,44 = 3,494 \text{ Ом}.$$

Потери активной и реактивной мощности в линии передачи «Елховка» - «Коммунар»:

$$\Delta P_{ал-шл} = \frac{P_{ал-шл}^2 + Q_{ал-шл}^2}{U^2} \cdot R_{ал-шл}, \quad (26)$$

$$\Delta P_{ал-шл} = \frac{4282,037^2 + 2367,225^2}{36,75^2} \cdot 3,289 = 58,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{ал-шл} = \frac{P_{ал-шл}^2 + Q_{ал-шл}^2}{U^2} \cdot X_{ал-шл}, \quad (27)$$

$$\Delta Q_{ал-шл} = \frac{4282,037^2 + 2367,225^2}{36,75^2} \cdot 5,469 = 96,942 \text{ квар}.$$

Мощности на входе ПС «Елховка»:

$$P_{ал-шл} = P_{ал-шл} + \Delta P_{ал-шл}, \quad (28)$$

$$P_{ал-шл} = 4282,037 + 58,3 = 4340,337 \text{ кВт},$$

$$Q_{ал-шл} = Q_{ал-шл} + \Delta Q_{ал-шл}, \quad (29)$$

$$Q_{ал-шл} = 2367,225 + 96,942 = 2464,167 \text{ квар.}$$

Мощности между ВЛ «Коммунар» и ВЛ «С.Буян» (по формулам 26 и 27):

$$\Delta P_{чб-шл} = \frac{560,894^2 + 304,188^2}{36,75^2} \cdot 2,963 = 0,893 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{чб-шл} = \frac{560,894^2 + 304,188^2}{36,75^2} \cdot 4,927 = 1,485 \text{ квар.}$$

Мощности на входе ПС «С.Буян» (по формулам 28 и 29):

$$P_{шл-чб} = 560,894 + 0,893 = 561,787 \text{ кВт,}$$

$$Q_{шл-чб} = 304,188 + 1,485 = 305,673 \text{ квар.}$$

2.4 Расчет падения напряжения в линиях и напряжения на шинах 10 кВ подстанции

Принимаем упрощение, заключающееся в игнорировании поперечной составляющей напряжения [31]. В таких случаях расчеты выполняются с использованием предложенной формулы:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_2 \cdot R_{1-2} + Q_2 \cdot X_{1-2}}{U_1}. \quad (30)$$

Потери напряжения на промежутке между подстанциями «Елховка» и «Коммунар» оцениваются как равные:

$$\Delta U_{ал-шл} = \frac{P_{шл} \cdot R_{ал-шл} + Q_{шл} \cdot X_{ал-шл}}{U_{ал}}, \quad (31)$$

$$\Delta U_{ал-шл} = \frac{4282,037 \cdot 3,289 + 2367,225 \cdot 5,469}{36,75} = 0,736 \text{ кВ.}$$

Остальные результаты расчета:

$$U'_{шл} = U_{ал} - \Delta U_{ал-шл}, \quad (32)$$

$$\Delta U'_{шл} = 36,75 - 0,736 = 36,014 \text{ кВ,}$$

$$\Delta U_{чб-кря} = \frac{P_{чб} \cdot R_{чб-кря} + Q_{чб} \cdot X_{чб-кря}}{U_{кря}}, \quad (33)$$

$$\Delta U_{чб-кря} = \frac{5911,512 \cdot 2,102 + 3277,696 \cdot 3,494}{36,75} = 0,65 \text{ кВ,}$$

$$U_{чб} = U_{ал} - \Delta U_{чб-кря}, \quad (34)$$

$$\Delta U'_{чб} = 36,75 - 0,65 = 36,1 \text{ кВ,}$$

$$\Delta U_{чб-шл} = \frac{P_{чб} \cdot R_{чб-шл} + Q_{чб} \cdot X_{чб-шл}}{U_{чб}}, \quad (35)$$

$$\Delta U_{чб-шл} = \frac{560,894 \cdot 2,963 + 304,188 \cdot 4,927}{36,1} = 0,088 \text{ кВ,}$$

$$U''_{шл} = U_{чб} - \Delta U_{чб-шл}, \quad (36)$$

$$\Delta U''_{шл} = 36,1 - 0,088 = 36,012 \text{ кВ,}$$

$$U_{шл} = \frac{U'_{шл} + U''_{шл}}{2}, \quad (37)$$

$$U_{шл} = \frac{36,014 + 36,012}{2} = 36,013 \text{ кВ.}$$

«Напряжение на низковольтных шинах определяется через коэффициент трансформации, учитывая напряжение на высоковольтных шинах и потери

напряжения в обмотках трансформаторов. Обмотки трансформатора моделируются последовательным соединением активных и индуктивных сопротивлений. Расчетные значения напряжений на вторичной стороне трансформаторов подстанций должны соответствовать стандарту ГОСТ 13109-97. Если это условие не выполняется, напряжение на вторичной стороне трансформаторов ТМН-4000/35/10 корректируется путем изменения отводов обмотки на высоковольтной стороне с использованием устройства РПН с пределами регулирования в пределах $\pm 6 \times 1,5\%$. Потери напряжения в обмотках трансформаторов подстанции вычисляются аналогично потерям напряжения в линиях» [4].

Сопротивление трансформатора ПС «Коммунар»:

$$R_m = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{вн}^2}{S_{м.ном}^2}, \quad (38)$$

$$R_m = \frac{33,5 \cdot 10^3 \cdot 35^2}{4000^2} = 2,565 \text{ Ом},$$

$$X_m = \frac{u_{кз} \cdot U_{вн}^2}{S_{м.ном}^2}, \quad (39)$$

$$X_m = \frac{7,5 \cdot 35^2 \cdot 10^3}{4000 \cdot 100} = 22,969 \text{ Ом}.$$

В случае двух трансформаторов:

$$R_{m\Sigma} = \frac{R_m}{2}, \quad (40)$$

$$R_{m\Sigma} = \frac{2,565}{2} = 1,283 \text{ Ом},$$

$$X_{m\Sigma} = \frac{X_m}{2}, \quad (41)$$

$$X_{m.\Sigma} = \frac{22,969}{2} = 11,485 \text{ Ом},$$

Потери в обмотках:

$$\Delta U_{m.\text{шл}} = \frac{P_{\text{шл}} \cdot R_m + Q_{\text{шл}} \cdot X_m}{U_{\text{шл}}}, \quad (42)$$

$$\Delta U_{m.\text{шл}} = \frac{4843,198 \cdot 1,283 + 2671,413 \cdot 11,485}{36,047} = 1,024 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{m.\text{чб}} = \frac{P_{\text{чб}} \cdot R_m + Q_{\text{чб}} \cdot X_m}{U_{\text{чб}}}, \quad (43)$$

$$\Delta U_{m.\text{чб}} = \frac{5349,725 \cdot 1,283 + 2972,023 \cdot 11,485}{36,1} = 1,135 \text{ кВ}.$$

Напряжение низкого напряжения:

$$k_m = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}}, \quad (44)$$

$$k_m = \frac{35}{10,5} = 3,333,$$

$$U_{\text{нн.шл}} = \frac{U_{\text{шл}} - \Delta U_{m.\text{шл}}}{k_m}, \quad (45)$$

$$U_{\text{нн.шл}} = \frac{36,013 - 1,024}{3,333} = 10,498 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{нн.чб}} = \frac{U_{\text{чб}} - \Delta U_{m.}}{k_m}, \quad (46)$$

$$U_{\text{нн.чб}} = \frac{36,1 - 1,135}{3,333} = 10,491 \text{ кВ}.$$

Уровень дисбаланса напряжений:

$$\delta U_{шл} = \left| \frac{U_{нн.шл} - U_{ном}}{U_{ном}} \right| \cdot 100\%, \quad (47)$$

$$\delta U_{шл} = \left| \frac{10,498 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,019\%,$$

$$\delta U_{чб} = \left| \frac{U_{нн.чб} - U_{ном}}{U_{ном}} \right| \cdot 100\%, \quad (48)$$

$$\delta U_{чб} = \left| \frac{10,491 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,086\%.$$

Напряжение на подстанциях «Черновка» и «С.Буян» остается практически на номинальных уровнях, и, следовательно, нет необходимости в коррекции отводов устройства РПН.

2.5 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции

Задаемся базисными величинами: $S_{б} = 100$ МВА, $U_{б.в} = 36,75$ кВ, $U_{б.н.} = 10,5$ кВ, $S_{к.з} = 1300$ МВА.

Тогда:

$$I_{б.в.} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б.в.}}, \quad (49)$$

$$I_{б.в.} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 1,571 \text{ кА},$$

$$I_{б.н.} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б.н.}}, \quad (50)$$

$$I_{б.н.} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА},$$

$$X_{c*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{к.з.}}, \quad (51)$$

$$X_{c.*} = \frac{100}{1300} = 0,077 \text{ о.е.}$$

Схема замещения и ее преобразование показана на рисунке 5 а, б, в, г.

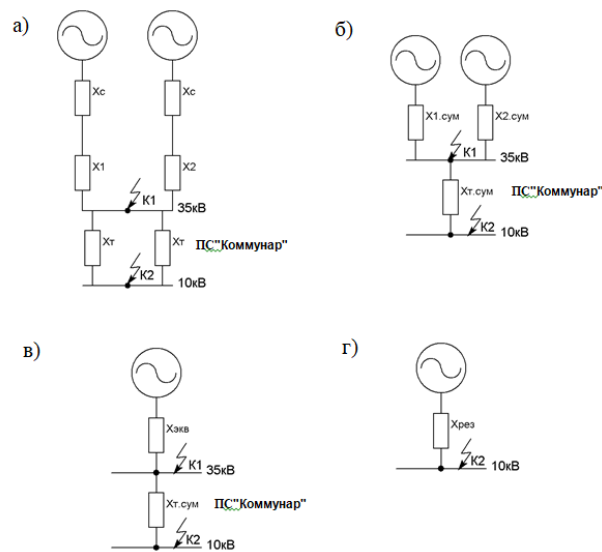


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов к.з. и ее преобразование

Рассчитываем параметры:

$$X_{1*} = X_{ал-шл} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}.в.}^2}, \quad (52)$$

$$X_{1*} = 5,469 \cdot \frac{100}{36,75^2} = 0,405 \text{ о.е.},$$

$$X_{2*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}.в.}^2} (X_{тр-кз} + X_{кз-жл}), \quad (53)$$

$$X_{2*} = (4,927 + 3,494) \cdot \frac{100}{36,75^2} = 0,624 \text{ о.е.},$$

$$X_{m*} = \frac{X_{m\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad (54)$$

$$X_{m*} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 1,875 \text{ о.е.},$$

$$X_{1.сум*} = X_c + X_{1*}, \quad (55)$$

$$X_{1.сум*} = 0,077 + 0,405 = 0,482 \text{ о.е.},$$

$$X_{2.сум*} = X_c + X_{2*}, \quad (56)$$

$$X_{2.сум*} = 0,077 + 0,624 = 0,701 \text{ о.е.},$$

$$X_{m.сум*} = \frac{X_{m*}}{2}, \quad (57)$$

$$X_{m.сум*} = \frac{1,875}{2} = 0,938 \text{ о.е.},$$

$$X_{экв*} = \frac{X_{1.сум*} \cdot X_{2.сум*}}{X_{1.сум*} + X_{2.сум*}}, \quad (58)$$

$$X_{экв*} = \frac{0,482 \cdot 0,701}{0,482 + 0,701} = 0,286 \text{ о.е.},$$

$$X_{рез*} = X_{экв*} + X_{m.сум*}, \quad (59)$$

$$X_{рез*} = 0,472 + 0,938 = 1,41 \text{ о.е.}$$

«Определим периодическую составляющую тока трехфазного короткого замыкания в точке $K1$ и $K2$ по выражению» [20]:

$$I_{n0.K1} = \frac{I_{б.в.}}{X_{экв*}}, \quad (60)$$

$$I_{n0.K1} = \frac{1,571}{0,286} = 5,493 \text{ кА},$$

$$I_{n0.K2} = \frac{I_{б.н.}}{X_{рез*}}, \quad (61)$$

$$I_{n0.K1} = \frac{5,499}{1,41} = 3,9 \text{ кА},$$

Ударный ток (с учетом данных таблицы 2):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_y, \quad (62)$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot 5,493 \cdot 1,608 = 12,491 \text{ кА},$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot 3,9 \cdot 1,6 = 8,825 \text{ кА}.$$

Таблица 2 – Расчетные данные k_y и T_a для режима КЗ

Элемент или часть энергосистемы	T_a	k_y
«Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными линиями напряжением 35кВ» [20]	0,02	1,608
«Система, связанная со сборными шинами 6-10кВ, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью 2,5-32МВА» [20]	0,02-0,05	1,6-1,82

В случае однофазных, двухфазных замыканий на землю или двухфазных коротких замыканий, когда трехфазная система лишается своей симметрии, фазы оказываются в различных условиях. Это обстоятельство создает затруднения в проведении расчетов, проводимых для одной из фаз в случае трехфазного короткого замыкания [22].

«Для определения токов в несимметричных коротких замыканиях необходимо формировать несколько уравнений Кирхгофа для множества контуров и узлов, возникающих в рассматриваемой несимметричной трехфазной системе. Решение этих уравнений, учитывая индуктивные связи между фазами, даже в случае относительно простых схем, представляет собой сложную задачу. С тем, чтобы упростить расчеты несимметричных режимов в трехфазной сети,

был предложен метод симметричных составляющих. Суть его заключается в том, что любую несимметричную трехфазную систему векторов (токов, напряжений) можно разложить на три симметричные системы. Одна из них имеет прямую последовательность чередования фаз, вторая — обратную последовательность. Третья система, известная как система нулевой последовательности, состоит из трех одинаковых векторов, совпадающих по фазе. Схема замещения для обратной последовательности включает те же элементы, что и схема прямой последовательности, поскольку токи прямой и обратной последовательности проходят по одним и тем же путям. Электродвижущие силы обратной последовательности источников питания считаются равными нулю. Следовательно, начальной точкой схемы обратной последовательности служит начало всех генераторных ветвей, а конечной — точка короткого замыкания, в которой приложено напряжение обратной последовательности, возникающее из-за несимметрии замыкания. Следовательно, для упрощения расчетов токов двухфазных коротких замыканий рекомендуется использовать схему замещения, представленную на рисунке 5, а, но с нулевыми электродвижущими силами. Можно также считать, что индуктивное сопротивление обратной проводимости равно «индуктивному сопротивлению прямой проводимости, т.е. тому, которое использовалось при расчете токов трехфазного короткого замыкания» [1].

При этом получим соотношение:

$$\frac{I_{n,0}^{(3)}}{I_{n,0}^{(2)}} = \frac{2}{\sqrt{3}} \Rightarrow I_{n,0}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{n,0}^{(3)}. \quad (63)$$

Данное выражение также действительно и для значений ударного тока:

$$i_y^{(2)} = 0,87 \cdot i_y^{(3)}. \quad (64)$$

«Используя численные значения токов трехфазного КЗ, найдем значения периодической составляющей и ударного значения тока двухфазного короткого замыкания» [1] (по формулам 63 и 64):

$$I_{n,0K1}^{(2)} = 0,87 \cdot 5,493 = 4,779 \text{ кА},$$

$$I_{n,0K2}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,900 = 3,393 \text{ кА},$$

$$i_{yK1}^{(2)} = 0,87 \cdot 12,491 = 10,867 \text{ кА},$$

$$i_{yK2}^{(2)} = 0,87 \cdot 8,825 = 7,678 \text{ кА}.$$

Выводы по разделу 2.

В ходе анализа было выполнено предварительное распределение активной и реактивной мощности в линиях 35 кВ для нормальных и послеаварийных режимов работы. Установлено, что Подстанция «Коммунар» выступает в качестве точки потокораздела. Напряжение на подстанциях «Черновка» и «С.Буян» остается стабильным на номинальных уровнях при изменении нагрузок, что свидетельствует о необходимости коррекции устройства РПН. Схема замещения для обратной последовательности включает те же элементы, что и схема прямой последовательности, поскольку токи прямой и обратной последовательности проходят по одним и тем же путям. В случае однофазных, двухфазных замыканий на землю или двухфазных коротких замыканий, когда трехфазная система лишается своей симметрии, фазы оказываются в различных условиях. Это обстоятельство создает затруднения в проведении расчетов, проводимых для одной из фаз в случае трехфазного короткого замыкания.

При расчете токов короткого замыкания были получены следующие значения ударных токов в характерных точках схемы: 12,491 кА в точке К1 и 8,825 кА в точке К2.

3 Расчет, выбор и проверка электрооборудования

3.1 Выбор оборудования РУВН-35 кВ

Выбор выключателей.

«Выбор выключателей подразумевает учет ряда факторов, таких как условия работы (внутренняя или наружная установка, морозостойкость или тропическое исполнение), частота коммутаций, циклы автоматического восстановления (однократные, многократные, быстродействующие), и степень быстродействия. Также необходимо определить тип используемых выключателей (масляные, воздушные, элегазовые или вакуумные)» [13].

Подбор выключателей производится на основе следующих критериев:

- «номинальное напряжение аппарата должно быть не меньше напряжения установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- номинальный ток аппарата должен быть не меньше максимального тока нагрузки $I_{max} \leq I_{ном}$;
- ток отключения должен быть не меньше расчетного тока $I_{к.з.} \leq I_{отк.выкл}$;
- ток электродинамической стойкости аппарата должен быть не меньше ударного тока $I_{уд} \leq I_{дин}$;
- термическая стойкость аппарата должна быть не меньше термической стойкости, рассчитанной для точки короткого замыкания $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ » [5].

При расчете максимального тока нагрузки учитывается сценарий, при котором через линии «С.Буян» – «Н.Буян» протекают аварийные токи:

$$I_{нагр.мах} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.вн} \cdot \cos \varphi}, \quad (65)$$

$$I_{нагр.мах} = \frac{4843,198 + 5349,725}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,9} = 186,822 \text{ А},$$

Выбираем вакуумные выключатель серии ВВС–35П-16/630УХЛ1 (таблица 3).

Таблица 3 – Выбор вакуумного выключателя серии ВВС – 35 П-16/630УХЛ1

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВВС – 35 П-16/630УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35кВ	35кВ
$I_{мах} \leq I_{ном}$	186,822А	630А
$I_{к} \leq I_{откл}$	5,493кА	16кА
$I_{уд} \leq I_{дин}$	12,491кА	26кА
$W_{к} \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$	31,682кА ² с	16 ² ·4=1024кА ² с

Выбор разъединителей.

Разъединитель представляет собой специальное устройство, предназначенное для выполнения важных функций в электроэнергетических системах. Это «устройство спроектировано для отключения и включения электрических цепей в случае минимального тока или его полного отсутствия. В процессе проведения ремонтных работ разъединитель обеспечивает явный разрыв между активными частями, которые остаются под напряжением, и аппаратами, требующими обслуживания и ремонта» [24].

Кроме того, «разъединители выполняют разнообразные функции в электроэнергетических сетях. Они могут отключать и включать нейтральные провода трансформаторов и реакторов, а также осуществлять зарядку шин и оборудования всех уровней напряжения, за исключением конденсаторных батарей. Дополнительно, разъединители способны переносить нагрузочный ток

до 15А с использованием трехполюсных разъединителей наружной установки, когда напряжение составляет 10 кВ и ниже» [24].

Для обеспечения надежной и безопасной работы разъединителей предъявляются определенные требования. Они должны обеспечивать явный воздушный разрыв с электрической прочностью, соответствующей максимальному импульсному напряжению. Также они «должны обладать высокой электродинамической и термической стойкостью при коротких замыканиях, предотвращать случайные отключения и обеспечивать четкое включение и отключение даже в сложных условиях» [24], таких как обледенение или сильный ветер.

При выборе разъединителей учитываются различные параметры, включая напряжение установки, ток, конструкцию, электродинамическую стойкость и термическую стойкость. Это позволяет обеспечить оптимальную работу электроэнергетических систем в различных условиях эксплуатации

На основе каталожных данных выбран разъединитель РДЗ-2(1)-35-1000УХЛ1, и его характеристики сравниваются с расчетными значениями (таблица 4).

Таблица 4 – Выбор разъединителя РДЗ-2(1)-35-1000УХЛ1

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя РДЗ-2-35-1000У1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35кВ	35кВ
$I_{мах} \leq I_{ном}$	186,822А	1000А
$I_k \leq I_{откл}$	12,491кА	63кА
$W_k \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$	31,682кА ² с	2500кА ² с

С целью обеспечения высокой степени надежности и эффективности в системе связи с диспетчерским пунктом и передачи критически важных сигналов

об отключении на подстанции активно применяется технологически сложная и тщательно настроенная высокочастотная (ВЧ) связь. В рамках обозначенной системы широко используются разнообразные и передовые ВЧ устройства связи, которые обеспечивают стабильное и бесперебойное обмен информацией между различными узлами и компонентами электроэнергетической инфраструктуры. Эти устройства, основанные на современных технологических принципах, предоставляют высокую пропускную способность и оптимизированные рабочие характеристики, что в итоге обеспечивает надежную и эффективную передачу сигналов, играя ключевую роль в обеспечении бесперебойного функционирования электроэнергетических систем:

- высокочастотный заградитель типа: ВЗ-630-0,5У1;
- конденсатор связи: СМРБ-66/3-0,0044У1;
- приемное устройство: ФПУ-6400.

Выбор трансформатора тока.

«Трансформатор тока выполняет две ключевые функции в электроэнергетических системах: во-первых, он уменьшает первичный ток до уровней, подходящих для измерительных приборов и реле; во-вторых, он разделяет цепи измерения от первичных цепей высокого напряжения, обеспечивая точность и надежность в измерениях и защите.

При выборе трансформатора тока необходимо учитывать ряд важных параметров, начиная с соответствия напряжения установки трансформатора рабочему напряжению системы» [28]. Кроме того, номинальный ток трансформатора должен быть тщательно подобран, чтобы избежать недогрузки первичной обмотки, что может вызвать погрешности в измерениях и ухудшить точность всей системы.

Выбор конструкции и класса точности трансформатора зависит от спецификаций и требований конкретной системы. Электродинамическая стойкость трансформатора оценивается с учетом ударного тока короткого

замыкания и кратности электродинамической стойкости из каталога, гарантируя работу в условиях короткого замыкания.

«Термическая стойкость трансформатора учитывает различные параметры, включая тепловой импульс, кратность термической стойкости из каталога, время термической стойкости и ток термической стойкости. Эти параметры обеспечивают надежную работу трансформатора даже при воздействии высоких температур.

Кроме того, при определении вторичной нагрузки необходимо учитывать сопротивление приборов, соединительных проводов и переходное сопротивление контактов. Эта вторичная нагрузка должна соответствовать номинальной допустимой нагрузке трансформатора в выбранном классе точности, чтобы обеспечить стабильные и точные измерения.

Таким образом, методология выбора трансформатора тока опирается на анализ и учет всех вышеперечисленных параметров, обеспечивая надежное и эффективное функционирование системы измерения и защиты в сложных электроэнергетических сетях» [11].

Выбираем трансформатор тока ТФЗМ-35Б-1-У1 с коэффициентом трансформации 100/5 А, класс точности 0,5Р,10Р/10Р.

Выбор трансформатора напряжения.

«Трансформатор напряжения предназначен для уменьшения высокого напряжения до стандартного значения 100 В и для разделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. При выборе трансформаторов напряжения учитываются следующие параметры:

- напряжение установки: трансформатор должен быть подобран с учетом рабочего напряжения системы;
- конструкция и схема соединения обмоток: выбор осуществляется исходя из конструкции и схемы соединения обмоток трансформатора;

- класс точности: трансформаторы подбираются в зависимости от требуемого класса точности измерений;
- вторичная нагрузка: определяется нагрузкой всех приборов и реле, подключенных к трансформатору напряжения. Величина нагрузки измеряется в вольт-амперах (ВА)» [2]

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65У1

Выбор разрядников.

Выбор разрядников осуществляется с учетом их номинального напряжения 35 кВ и предназначения для обеспечения «защиты от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений в пределах пропускной способности изоляции электрооборудования электростанций и подстанций переменного тока» [12].

Выбирается разрядник типа РВС-35У1 (разрядник вентильный стационарный).

Выбор предохранителей.

Для защиты трансформаторов напряжения выбираем предохранители ПKN001-35У1.

При этом разрядники были подобраны с учетом того, что «их напряжение установки не превышает или равно номинальному напряжению предохранителя, номинальные токи и токи отключения не имеют стандартных значений» [12].

Выбор и проверка токоведущих частей.

Токоведущие части для напряжения 35 кВ конструируются с использованием жестких шин на 630 А и гибких проводов марки АС.

Проектирование электрических шин включает в себя учет номинального тока, который остается при максимальной аварийной нагрузке, составляющей 186,822 А, что является ниже номинального тока шин.

В данном случае не проводится проверка на возможность сжестывания, так как значение этой характеристики не достигает 50 кА.

Поскольку шины размещены на открытом воздухе, не требуется анализ воздействия тепла, вызванного токами короткого замыкания.

Исследование на предмет возможности коронирования также не проводится, поскольку в сетях 6-10/35 кВ потери от коронирования крайне незначительны и не учитываются.

Определение сечения гибких проводов выполнено с учетом экономической плотности тока, которая определяется как отношение нормированного тока к площади сечения провода.

Принято сечение АС-185/24. Провод проверен по допустимому току и подтверждено, что $186,822 \text{ А} < 530 \text{ А}$. Проверка на возможное схлестывание не проводится, так как значение $< 50 \text{ кА}$.

3.2 Выбор оборудования РУНН-10 кВ

В качестве РУНН выбираем комплектное распределительное устройство наружной установки серии К-59, производства «Электрощит» (г.Самара).

Выбор выключателей на стороне НН-10кВ.

«Для выбора вычисляется максимальный ток нагрузки, который будет протекать через вводные выключатели в условиях отключенного трансформатора и включенного секционного выключателя. Максимальный рабочий ток для цепей ввода определяется следующим образом. Для цепей, подключенных к секционному выключателю, и для отходящих присоединений значения токов короткого замыкания принимаются равными определенным предварительно величинам. Тепловой импульс тока короткого замыкания также учитывается при расчете» [17].

Для установки в шкафах КРУ предпочтительным вариантом являются выключатели типа ВВ/те1-10-16/630У3, производства фирмы «Таврида Электрик» (таблица 5).

Таблица 5 – Выбор выключателя

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВВ/те1-10-16/630У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{мах} \leq I_{ном}$	205,280 А 102,640 А 36,657 А	630 А
$I_{к} \leq I_{откл}$	3,900 кА	16 кА
$I_{уд} \leq I_{дин}$	8,825 кА	51 кА
$W_{к} \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$	8,366 кА ² с	1200 кА ² с

Выбор измерительных трансформаторов тока.

«Измерительные трансформаторы предназначены для снижения первичных токов и напряжений до значений, удобных для измерительных приборов, реле и устройств автоматики» [11]. Эта функция, неоспоримо важная в контексте промышленных и электротехнических приложений, осуществляется с учетом удобства подключения вышеупомянутых приборов к сети путем уменьшения начальных значений тока и напряжения. Этот процесс, подчеркиваемый в инженерных и технических сферах, направлен на обеспечение эффективной и безопасной работы измерительных приборов и автоматических устройств.

Кроме того, измерительные трансформаторы играют ключевую роль в обеспечении безопасности обслуживающего персонала и целостности электрических систем. Это достигается путем разделения цепей низкого и высокого напряжения, что предотвращает возможные аварии и обеспечивает безопасность работы персонала. Такое разделение является неотъемлемым элементом в области электрических технологий, где даже минимальная ошибка может иметь катастрофические последствия.

Кроме того, измерительные трансформаторы способствуют стандартизации и унификации конструкции измерительных приборов и реле. Эта стандартизация, характерная для современных технических систем, упрощает процессы производства и обслуживания, что в свою очередь способствует повышению эффективности и надежности электротехнических устройств.

Максимальный рабочий ток, который могут выдержать измерительные трансформаторы, подчиняется техническим характеристикам:

- по вводным выключателям 10 кВ (при отключенном трансформаторе и включенном секционном выключателе), этот ток составляет 205 А. Эта цифра отражает максимальную нагрузку, которую измерительные трансформаторы способны выдержать в контексте начальных выключателей;
- «секционный выключатель 10кВ способен выдерживать ток в 102 А, что является половиной максимального рабочего тока, протекающего по вводным выключателям 10кВ» [11]. Эта характеристика отражает функциональные возможности секционных выключателей в контексте электрооборудования;
- для отходящих присоединений максимальный рабочий ток составляет 36А. Эта величина определяет предельные значения тока для отводящих электрических соединений.

При выборе измерительных трансформаторов тока необходимо учитывать ряд технических параметров:

- конструкция и класс точности трансформаторов имеют фундаментальное значение в контексте их эффективности и надежности в работе;
- напряжение установки - это еще один важный аспект, который определяет совместимость трансформатора с окружающим электрическим оборудованием;

- решающим параметром является первичный ток, который должен быть максимально приближен к расчетному току. Недостаточная нагрузка первичной обмотки может привести к существенному увеличению погрешности в измерениях, что недопустимо в инженерных и научных приложениях;
- также важными факторами являются термическая и электродинамическая стойкость трансформаторов, которые определяют их способность работать в различных условиях и сопротивляться нагрузкам;
- «вторичная нагрузка трансформатора включает в себя сопротивление приборов, соединительных проводов и контактов. Важно отметить, что в расчетах принимается номинальное сопротивление контактов в размере 0,1 Ом» [11]. Сопротивление проводов зависит от их длины и сечения, что требует тщательных инженерных расчетов для обеспечения оптимальной производительности и точности измерений.

Выбираем ТТ типа ТФЗМ-35Б-1-У1 (таблица 6) на стороне 35 кВ и типа ТЛК-10-6-У3 (таблица 7) на стороне 10 кВ.

Выбор измерительных трансформаторов напряжения.

«Выбор трансформаторов напряжения осуществляется с учетом нескольких параметров, включая напряжение установки, конструкцию, схему соединения обмоток, класс точности и вторичную нагрузку» [26]. Суммарная вторичная нагрузка составляет 146 ВА.

Таблица 6 – Выбор ТТ на стороне 35 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные ТФЗМ-35Б-1-У1
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 205,280 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$I_{уд} = 8,825 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 8,366 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 992,250 \text{ кА}^2 \text{ с}$

$r_2 = 0,394 \text{ Ом}$	$r_2 = 0,4 \text{ Ом}$
--------------------------	------------------------

Таблица 7 – Выбор ТТ на стороне 10 кВ

Место	Тип трансф.	K_T	Класс точности	Расчетные данные		Каталожные данные	
				$U_{уст}, \text{ кВ}$	$I_n, \text{ А}$	$U_{ном}, \text{ кВ}$	$I_{ном}, \text{ А}$
Ввод 10кВ	ТЛК-10-6-У3	300/5	0,5/10Р	10	205,280	10	300
ШСВ		150/5	0,5/10Р	10	102,640	10	150
Фидеры 10кВ		50/5	0,5/10Р	10	36,657	10	50

Для удовлетворения требований номинальной мощности и класса точности 0,5 выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10У3 с параметрами: номинальное напряжение первичной обмотки $10000 / \sqrt{3} \text{ В}$, основной вторичной обмотки $100 / \sqrt{3} \text{ В}$ и дополнительной вторичной обмотки $100/3 \text{ В}$ или 100 В . Номинальная мощность трансформатора составляет 75 ВА , а предельная мощность - 630 ВА .

Выбор токоведущих частей на НН.

В системах с напряжением 6-10 кВ используются алюминиевые прямоугольные шины для ошиновки и шкафов коммутации распределительных устройств (КРУ), исключая медные шины из-за их высокой стоимости. «Для токов до 3000 А используются одно- и двухполосные шины, в то время как для более высоких токов рекомендуется применять шины с коробчатым сечением. Шины коробчатого профиля обеспечивают уменьшение потерь из-за эффекта близости и поверхностного эффекта, а также обеспечивают более эффективное охлаждение. Сборные шины и их ответвления к электрическим аппаратам с напряжением 6-10 кВ, выполненные из прямоугольных или коробчатых проводников, крепятся на фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, применяемые для крепления шин на изоляторах, способны компенсировать

продольное смещение шин при их удлинении вследствие нагрева. В случае длинных шин используются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и сами шины» [3].

Совместно со шкафами коммутации распределительных устройств (КРУ) поставляются сборные шины, спроектированные для номинального тока 630 А. Максимальный ток в низковольтных цепях составляет 205 А, что соответствует условиям долгосрочного протекания тока: $205\text{ А} < 630\text{ А}$.

3.3 Электроснабжение собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции (СН) является результатом учета множества разнообразных факторов, включая, но не ограничиваясь следующими:

- мощность трансформаторов: она является первичным критерием, определяющим спектр электрооборудования, который может быть подключен к подстанции;
- конструктивное исполнение подстанции: различные типы подстанций (компактные, модульные, высоковольтные) предполагают разные потребности в оборудовании для обеспечения собственных нужд;
- наличие синхронных компенсаторов: их наличие или отсутствие определяет способность подстанции к компенсации реактивной мощности, что влияет на выбор электрооборудования для СН;
- тип используемого электрооборудования: разнообразие электрических устройств, от электродвигателей до систем связи, требует оригинального подхода к удовлетворению их потребностей в энергии;
- метод обслуживания: степень автоматизации и требования к обслуживанию электрооборудования также влияют на конфигурацию и мощность СН;

- характеристики оперативного тока: различные устройства имеют разные требования к току, что должно быть учтено при выборе оборудования для СН.

На подстанциях с простыми схемами без синхронных компенсаторов СН включаются в себя следующие ключевые компоненты:

- электродвигатели для обдува трансформаторов: эти устройства обеспечивают необходимую вентиляцию трансформаторов, поддерживая их в оптимальной рабочей температуре;
- системы обогрева приводов шкафов коммутационно-распределительных устройств (КРУН): эти системы предотвращают образование конденсата внутри электрооборудования, обеспечивая его надежную работу в любых условиях;
- осветительные устройства подстанции: корректное освещение обеспечивает безопасность персонала при обслуживании и обеспечивает возможность оперативного вмешательства в случае нештатных ситуаций.

Среди важных потребителей СН подстанции выделяются следующие:

- оперативные цепи: эти цепи обеспечивают непрерывную связь и взаимодействие различных систем подстанции;
- система связи и телемеханика: эти системы являются основой для мониторинга и контроля работы подстанции в реальном времени;
- система охлаждения трансформаторов: эта система играет ключевую роль в поддержании оптимальной температуры трансформаторов, обеспечивая их надежную и эффективную работу;
- аварийное освещение: это освещение включается автоматически в случае отключения основного и обеспечивает безопасность персонала при аварийных ситуациях;

- система пожаротушения: эта система предоставляет средства для оперативного вмешательства и тушения возможных пожаров, обеспечивая безопасность оборудования и персонала;
- электроприемники компрессорной установки: эти устройства обеспечивают работу компрессорной установки, играя важную роль в системе поддержания давления в подстанционных сетях;
- с учетом ограниченности мощности потребителей СН, их подключение к электрической сети осуществляется с использованием напряжения 380/220 В, получаемого от специальных понижающих трансформаторов, обеспечивая эффективное и безопасное функционирование всех компонентов подстанции.

Подбор мощности трансформаторов СН (рисунок 6) является сложным и многогранным процессом, требующим тщательного анализа нагрузок, коэффициентов загрузки и одновременности.

«Учитываются как летние, так и зимние нагрузки, а также нагрузка в период проведения ремонтных работ на подстанции. Расчеты нагрузки СН подстанции проводятся на основе установленной мощности (P_y), с учетом коэффициента спроса, одновременности и загрузки» [17]. При проведении предварительных расчетов принимаются определенные значения для коэффициента спроса (таблица 8).

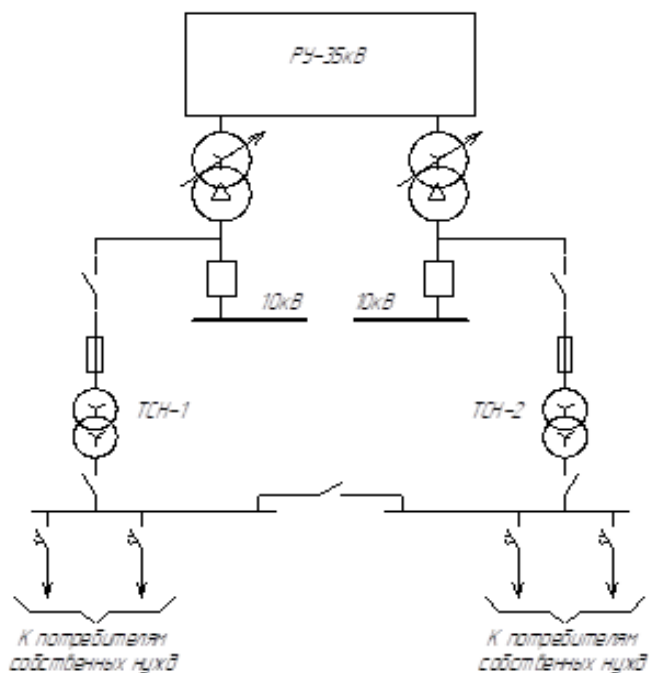


Рисунок 6 – Схема подключения трансформаторов собственных нужд

Таблица 8 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Нагрузка	
	Единицы, кВт·кол.	Всего, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
Подогрев выключателей и приводов	1,8·3	5,4	1	0	5,4	-
Подогрев шкафов КРУН	1·14	14	1	0	14	-
Подогрев приводов разъединителей	0,6·10	6	1	0	6	-
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	-	60	1	0	40	-
Освещение ОРУ	-	2	1	0	2	-
Итого:	-	-	-	-	67,4	-

Расчётная нагрузка при $\kappa_c=0,8$:

$$S_{расч} = K_c \sqrt{P_{уст}^2}, \quad (66)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{67,4^2} = 53,92 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМ-63/10/0,4 кВ.

Выбор разрядников.

«Для обеспечения защиты трансформатора собственных нужд от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений в пределах допустимой пропускной способности изоляции электрооборудования электростанций и подстанций переменного тока с номинальным напряжением 10 кВ, осуществляется выбор разрядника типа РВ0-10У1 (вентильный облегченный разрядник) на основе установленных напряжений» [10].

Выбор предохранителей.

«Для установки в шкаф ТСН были выбраны предохранители ПКТ101-10-10У1 (таблица 9), предназначенные для обеспечения защиты силовых трансформаторов и линий электропередачи. При этом выбор предохранителей осуществлялся на основе выполнения условия, что напряжение установки не превышает или равно номинальному напряжению предохранителя. Кроме того, номинальные токи предохранителей должны быть выше предельных токов, протекающих через защищаемый объект» [9].

Таблица 9 – Выбор предохранителя

Предохранитель	ПКТ101-10-8-31,5У3
У _{уст} =10кВ I _{max} =7,367А	U _н =10кВ I _н =8А

3.4 Релейная защита трансформаторов подстанции

Набор релейных защит, устанавливаемых на силовых трансформаторах, зависит от мощности трансформатора и от уровня токов короткого замыкания. «Понижающие трансформаторы средней мощности (одиночные трансформаторы с мощностью $S_{ном} \geq 6300 \text{кВА}$ а также параллельно работающие трансформаторы мощностью $S_{ном} \geq 4000 \text{кВА}$), к числу которых относятся и трансформаторы ТМН-4000/35, установленные на подстанции «Коммунар», имеют следующий набор защит:

- дифференциальную защиту от междуфазных коротких замыканий с электромеханическими реле и быстронасыщающимися трансформаторами;
- газовую защиту от внутрибаковых повреждений;
- максимальную токовую защиту с пуском по напряжению от КЗ на шинах со стороны низкого напряжения и для ближнего и дальнего резервирования;
- максимальную токовую защиту от перегрузки» [11].

Схема защиты трансформаторов показана на рисунке 7.

Для надежной работы трансформаторов необходимо рассчитать уставки этих защит.

«Дифференциальная защита трансформаторов. Эта защита выполняется охватывающей одновременно и обмотки высокого напряжения, и обмотки низкого напряжения. Это приводит к ряду особенностей:

- сдвигу по фазе (обычно 30°) сравниваемых токов плеч, если группы соединения обмоток силовых трансформаторов отличаются от нулевой;
- неравенству токов плеч из-за различий в токах фаз высокого и низкого напряжения и различию коэффициентов трансформации трансформаторов тока в этих фазах;

– изменению коэффициентов трансформации силового трансформатора при наличии регулирования под нагрузкой (РПН)» [19].

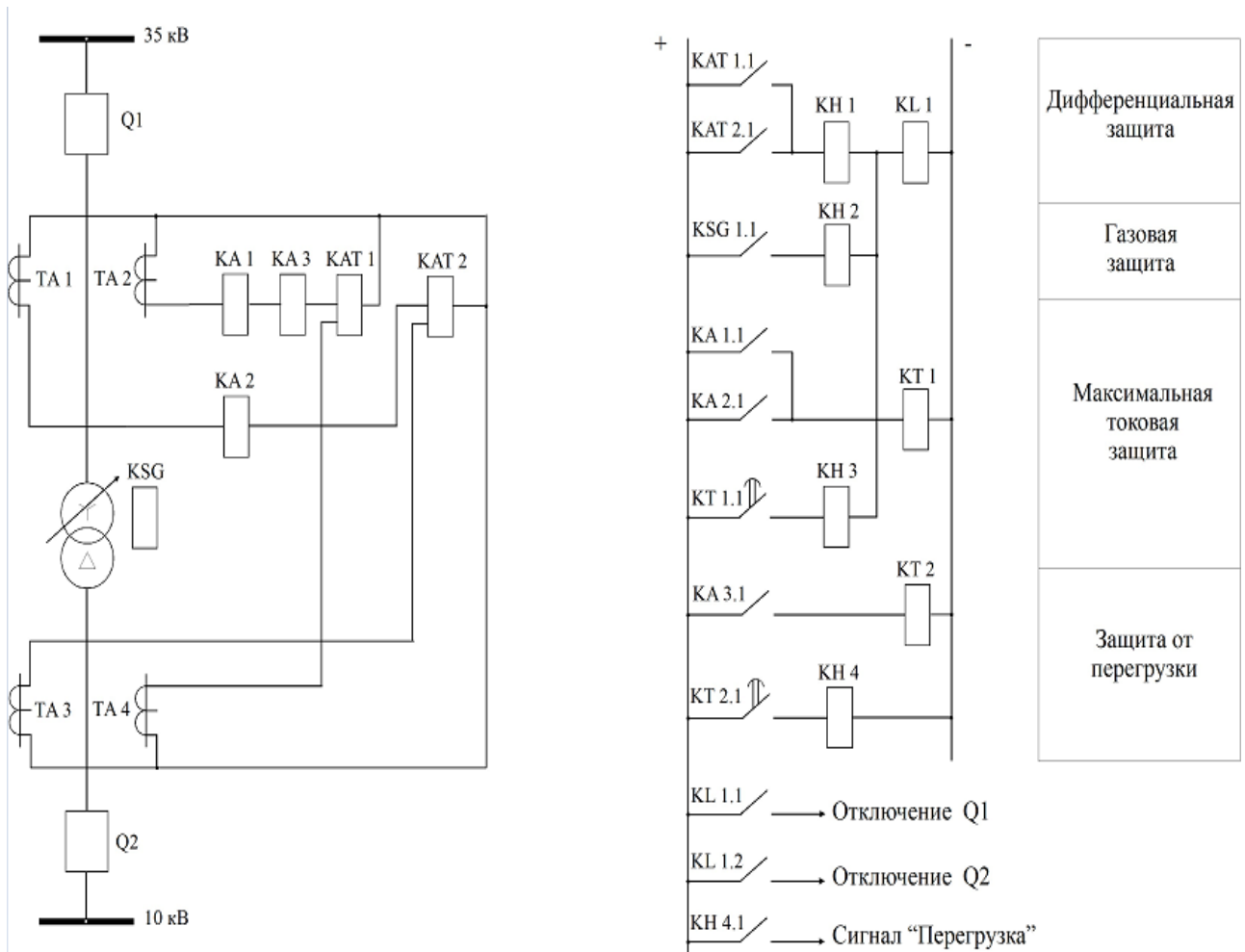


Рисунок 7 – Релейная защита трансформатора 35/10кВ

«Для компенсации сдвига по фазе токов плеч у трансформаторов со схемой соединения можно применить определенные методы. В частности, это включает в себя соединение трансформаторов тока, установленных на стороне силового трансформатора с соединением обмоток в Y, в треугольник, а также соединение трансформаторов тока, установленных на стороне силового трансформатора с соединением обмоток в Δ, в звезду. Расчеты токов в плечах

защиты следует проводить, учитывая коэффициент схемы. Для трансформаторов тока, соединенных в Y, этот коэффициент равен единице, а для трансформаторов тока, соединенных в Δ , коэффициент схемы составляет $\sqrt{3}$ » [8].

Вторичный ток:

$$I_{\epsilon} = \frac{S_{ном} \cdot k_{ex}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot k_I}. \quad (67)$$

Вторичный ток для ТТ ТФЗМ-35-1У1-100/5:

$$I_{\epsilon 1} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 20} = 3,2 \text{ А.}$$

Вторичный ток для ТТ ТЛК-10-1У3-300/5:

$$I_{\epsilon 2} = \frac{4000 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 120} = 3,17 \text{ А.}$$

В качестве устройства дифференциальной защиты выбираем реле РНТ. С учетом выбранного реле рассчитываются параметры дифференциальной защиты:

$$k_1 = k_{отс} \cdot k_{ан} \cdot k_{одн} \cdot \frac{\epsilon\% + \Delta U\%}{100}, \quad (68)$$

$$k_1 = 1,3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \frac{10\% + 9\%}{100} = 0,247,$$

$$k_2 = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot k_{ч.треб}}, \quad (69)$$

$$k_2 = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot 1,5} = 0,58,$$

$$I_{к.з.*}^{(3)} = I_{к.з.}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{S_{НОМ}}, \quad (70)$$

$$I_{к.з.*}^{(3)} = 5493 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5}{4000} = 24,975 \text{ А.}$$

Определяющим для дифференциальной защиты с реле РНТ является условие отстройки тока от тока небаланса:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot k_{ан} \cdot k_{одн} \cdot \frac{\varepsilon\% + \Delta U\%}{100} \cdot I_{к.з.}^{(3)} = k_1 \cdot I_{к.з.}^{(3)}, \quad (71)$$

$$I_{сз} = 0,247 \cdot 5493 = 1356,771 \text{ А.}$$

Токи срабатывания реле:

$$I_{ср1} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{k_1}, \quad (72)$$

$$I_{ср1} = \frac{1356,771}{20} = 67,839 \text{ А,}$$

$$I_{ср2} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot U_{вн}}{k_1 \cdot U_{нн}}, \quad (73)$$

$$I_{ср2} = \frac{1356,771 \cdot \sqrt{3} \cdot 35}{10,5 \cdot 120} = 65,278 \text{ А.}$$

Для максимальной токовой защиты с пуском по напряжению ток срабатывания выбирается без учета перегрузки трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс} \cdot I_{т.ном}}{k_{г}}, \quad (74)$$

$$I_{т.ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (75)$$

где $k_{отс} = 1,2$ - коэффициент отключения;

$k_{г} = 0,8$ - коэффициент возврата (для реле РТ-40);

$$I_{т.ном} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,983 \text{ А},$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 65,983}{0,8} = 98,975 \text{ А}.$$

Напряжение срабатывания минимального РН, нормально замкнутый контакт которого включен последовательно с контактом токового реле:

$$U_{ср} = \frac{(0,6 \div 0,7)U_{ном}}{k_{г}}, \quad (76)$$

$$U_{ср} = \frac{0,65 \cdot 35}{0,85} = 26,765 \text{ кВ}.$$

Газовая защита основана на использовании явления образования водородосодержащих газов при локальных перегревах в масле, заполняющем бак трансформатора. Перегрев возникает при междуфазных и межвитковых коротких замыканиях в обмотках и «пожаре» в стали, когда часть пластин шихтованного магнитопровода замыкается из-за нарушения изоляции между ними. Кроме того, газовая защита реагирует на снижение уровня масла. Газовое реле устанавливается в маслопроводе (трубе) между баком и расширителем.

Выводы по разделу 3.

В данном разделе произведен выбор электрооборудования для распределительных устройств высокого напряжения 35 кВ и низкого напряжения 10 кВ. Проведен выбор электрооборудования для питания электричеством собственных нужд. Для надежной работы трансформаторов необходимо рассчитаны уставки трансформаторных защит.

Кроме этого, в данной главе выбрано электрооборудование на высокой и низкой стороне подстанции. На стороне 35 кВ применили:

- выключатель нагрузки ВВС-35-II-16/630УХЛ1;
- разъединитель нагрузки РДЗ-2(1)-35-1000УХЛ1;
- ТТ типа ТФЗМ-35Б-1-У1, ТН типа ЗНОМ-35-65У1;
- разрядник типа РВС-35У1;
- предохранители типа ПКН001-35У1;
- провод жестких шин АС-185/24.

На стороне 10 кВ применили:

- выключатели типа ВВ/tel-10-16/630У3;
- ТТ типа ТЛК-10-6-У3;
- ТН типа ЗНОЛ.06-10У1.

Для собственных нужд подобран трансформатор ТМ-63/10/0,4кВ.

4 Безопасность на подстанции

4.1 Расчет заземляющих устройств на ПС 35/10 кВ «Коммунар»

Все металлические элементы электроустановок, которые находятся в ненапряженном состоянии, подлежат заземлению. «Защитное заземление представляет собой преднамеренное электрическое соединение с землей или аналогичными материалами металлических нетоковедущих компонентов, которые могут оказаться под напряжением из-за корпусных замыканий» [18] и других факторов, таких как индуктивные воздействия соседних токоведущих элементов, вынос потенциала, разряды молнии и тому подобное. Эквивалентом земли могут служить водоемы, каменный уголь в глубоких слоях и так далее.

«Цель защитного заземления заключается в предотвращении опасности поражения электрическим током при контакте с корпусом электроустановки и другими металлическими компонентами, находящимися под напряжением из-за корпусных замыканий и других причин. Важно отметить, что защитное заземление отличается от рабочего заземления и заземления молниезащиты.

Рабочее заземление представляет собой преднамеренное соединение с землей отдельных точек электрической сети, таких как нейтральные точки обмоток генераторов, силовых и измерительных трансформаторов, а также дугогасящих аппаратов и реакторов поперечной компенсации в удаленных линиях передачи электроэнергии» [14]. Сопротивление вертикального изолятора:

$$R_g = \frac{0,366\rho_{расч}}{l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (77)$$

где $\rho_{расч}$ – расчетное сопротивление грунта (формула 78);

$l=3$ м – длина вертикального заземлителя [15];

$d=0,01$ м – диаметр стержневого заземлителя [15];

$\rho_{расч}=28,57$ Ом·м – удельное сопротивление грунта в районе подстанции «Коммунар»;

$k_c=1,9$ – коэффициент сезонности для климатической зоны I.

$$\rho_{расч} = k_c \cdot \rho_{гр}, \quad (78)$$

$$\rho_{расч} = 1,9 \cdot 28,57 = 54,283 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$t = t_0 + \frac{1}{2}l, \quad (79)$$

$$t = 0,7 + \frac{3}{2} = 2,2 \text{ м},$$

$$R_g = \frac{0,366 \cdot 54,283}{3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,01} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 44,716 \text{ Ом}.$$

«Количество вертикальных заземлителей» [18]:

$$n_g = \frac{R_g}{\eta_g R_g}, \quad (80)$$

где $\eta_g = 0,47$ – «коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру» [18].

$$n_g = \frac{44,716}{0,47 \cdot 4} = 23,785 \text{ шт.}$$

Принимается к установке $n_{в}=24$ заземлителя.

Длина горизонтального заземлителя (полосы):

$$l_z = 1,05 \cdot a \cdot n_g, \quad (81)$$

где $a=4,5$ м – «расстояние между вертикальными заземлителями» [18].

$$l_2 = 1,05 \cdot 4,5 \cdot 24 = 113,4 \text{ м.}$$

«Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя» [18]:

$$R_2 = \frac{0,366 \rho_{расч}}{l_2} \ln \frac{l_2^2}{d \cdot t_0}, \quad (82)$$

где t_0 – «глубина залегания горизонтального заземлителя» [18],

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 157,135}{113,4} \cdot \ln \frac{113,4^2}{0,5 \cdot 0,7} = 5,331 \text{ Ом.}$$

«Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования $\eta_2 = 0,258$ » [18]:

$$R'_2 = \frac{R_2}{\eta_2}, \quad (83)$$

$$R'_2 = \frac{5,331}{0,258} = 20,663 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление растеканию заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя (без учета естественных заземлителей)» [18]:

$$R' = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3}, \quad (84)$$

$$R' = \frac{20,663 \cdot 4}{20,663 - 4} = 4,96 \text{ Ом.}$$

«Уточненное количество вертикальных заземлителей» [18]:

$$n'_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R'_g}, \quad (85)$$

$$n'_g = \frac{44,716}{0,47 \cdot 4,96} = 19,182 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке в заземляющем контуре подстанции 20 вертикальных заземлителей.

4.2 Грозозащита

Подстанция, являясь неотъемлемым компонентом электрической сети, занимает центральное положение в обеспечении энергетических потребностей общества. Из нее исходит обширная сеть линий, направленных к районным потребителям, что делает ее ключевым звеном в обеспечении электроснабжения. Примечательно, что даже частичное перекрытие изоляции подстанции может иметь далеко идущие последствия в виде отключения части системы и, как следствие, отрыва потребителей от энергоснабжения. В случае пробоев в изоляции оборудования, возможны длительные простои, что требует значительных временных и финансовых затрат на проведение неотложных ремонтных работ.

Эффективная грозозащита подстанции является обязательным требованием, учитывая особую важность ее роли в энергетической системе. Эта защита включает в себя комплекс мер, направленных на предотвращение различных видов ударов молнии, которые могут возникнуть в различных сценариях. Первоочередное значение имеет предотвращение прямых ударов молнии в саму подстанцию, что требует использования специализированных средств и технических решений. Кроме того, обеспечение безопасности от

ударов молнии в заземленные структуры, а также защита от волн, идущих с линий, становятся крайне важными аспектами в обеспечении непрерывности энергоснабжения. Не менее значимо предотвращение ударов молнии в подходах линии к подстанции, что требует дополнительных мер и усиленной системы защиты.

Подчеркнуто, что, несмотря на небольшую протяженность подстанций в сравнении с линиями, высокая надежность грозозащиты остается важнейшим аспектом их функционирования. Для достижения этой надежности используются заземленные вертикальные молниеотводы, которые представляют собой ключевые компоненты системы защиты. Эти молниеприемники аккуратно размещаются на порталах, за исключением случаев с трансформаторами, а также на прожекторных мачтах и крышах зданий, обеспечивая комплексную защиту от ударов молнии. Кроме того, металлические конструкции подстанции, такие как порталы и мачты, выполняют функцию токоотводов, соединяя молниеприемники с заземлителями через горизонтальные полосы и вертикальные электроды. Эта сложная система обеспечивает надежное соединение и защиту от ударов молнии, обеспечивая высокую степень безопасности как оборудования, так и персонала, занимающегося обслуживанием подстанции.

«При прохождении молнийных разрядов сопротивление таких разветвленных заземлителей обычно возрастает, поэтому для снижения этого сопротивления в местах подключения токоотводов к заземляющему контуру подстанции используются дополнительные сосредоточенные заземлители в форме вертикальных электродов» [18].

«Применение тросовых молниеотводов на основной территории подстанции не рекомендуется, так как в случае их обрыва трос может попасть на сборные шины и вызвать отключение всей подстанции. Тросы используются исключительно для защиты от прямых ударов молнии на воздушных перемычках между отдельными частями подстанции. Например, тросы могут защищать

провода от трансформаторов на гидростанции до входа на территорию открытого распределительного устройства (ОРУ) на берегу реки или провода от обмотки трансформатора до входа на распределительное устройство более низкого напряжения. При этом провода должны находиться в пределах защищенной зоны, определенной тросами.

В случае установки молниеотводов на конструкциях подстанции возможно появление перекрытий в виде гирлянд изоляции из-за высокого импульсного напряжения между опорой и проводом при ударе молнии. При использовании отдельно стоящих молниеотводов или прожекторных мачт такие перекрытия могут возникнуть в воздухе между молниеотводом и проводами или оборудованием. Существует также риск возникновения пробоя в земле между индивидуальным заземлением отдельно стоящего молниеотвода и заземлением всей подстанции. Высокое импульсное напряжение может также достигнуть корпуса трансформатора и вызвать пробой его обмотки напряжения» [16].

«Для предотвращения таких перекрытий необходимо обеспечить низкое импульсное сопротивление заземления молниеотводов и импульсную прочность гирлянд изоляторов и воздушных промежутков. Для защиты низковольтных осветительных цепей прожекторов устанавливаются защитные конденсаторы между фазами и заземленными частями в верхней части мачты и у ее основания, а электропроводка по мачте прокладывается в металлических заземленных трубах с сваренными стыками.

Линии подвергаются молниевым разрядам, имеют высокую импульсную прочность изоляции и низкие потери. Поэтому волны перенапряжения, идущие по проводам линии к подстанции, могут вызвать опасные перенапряжения и пробой слабой изоляции оборудования. Наиболее опасен пробой основной изоляции трансформатора или реактора на корпус или на другую обмотку, а также пробой продольной (межвитковой, межкатушечной или межслоевой) изоляции в случае волны с крутым фронтом или срезом. Для предотвращения

волн перенапряжения на подстанции устанавливают вентильные разрядники (РВ) с более низкой и пологой вольтсекундной характеристикой (в.с.х.) по сравнению с трубчатыми разрядниками (РТ). При пробое искровых промежутков в вентильных разрядниках происходит небольшое снижение напряжения, что приводит к уменьшению перенапряжения на продольной изоляции обмоток трансформаторов и реакторов» [14].

Расчет зон грозозащиты.

Подстанция защищена тремя молниеотводами, выполненными отдельно стоящими железобетонными стойками высотой 10,03м, с установленными на них молниеприемниками МП-2 высотой 5м.

Высота зоны начала действия защиты молниеотвода h_0 :

$$h_0 = 0,92 \cdot h, \quad (86)$$

$$h_0 = 0,92 \cdot (10,03 + 5) = 13,828 \text{ м.}$$

Зоны защиты двойного молниеотвода показана на рисунке 8. «Горцевые области зон защиты определяются как зоны одиночных стержневых молниеотводов. Определим зону защиты для защищаемой высоты $h = 5,5 \text{ м}$. Радиусы зон защиты $r_{x1} = r_{x2} = r_{x3} = r_x$ » [14]:

$$r_x = 1,5 \cdot h - 1,63 \cdot h_x, \quad (87)$$

$$r_x = 1,5 \cdot 15,03 - 1,63 \cdot 5,5 = 13,580 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты двойного стержневого молниеотвода:

$$h_c = h_0 - 0,14(L - h) \quad (88)$$

Расчёт параметров h_c, r_{cx} для молниеотводов №1, №2. Расстояние между молниеотводами $L_{12} = 28,412$ м.

$$h_c = 13,828 - 0,14(28,412 - 15,03) = 11,955 \text{ м,}$$

$$r_c = 1,5 \cdot h, \quad (89)$$

$$r_c = 1,5 \cdot 15,03 = 22,545 \text{ м,}$$

$$r_{cx} = r_c \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (90)$$

$$r_{cx} = 22,545 \cdot \frac{11,955 - 5,5}{11,955} = 12,172 \text{ м.}$$

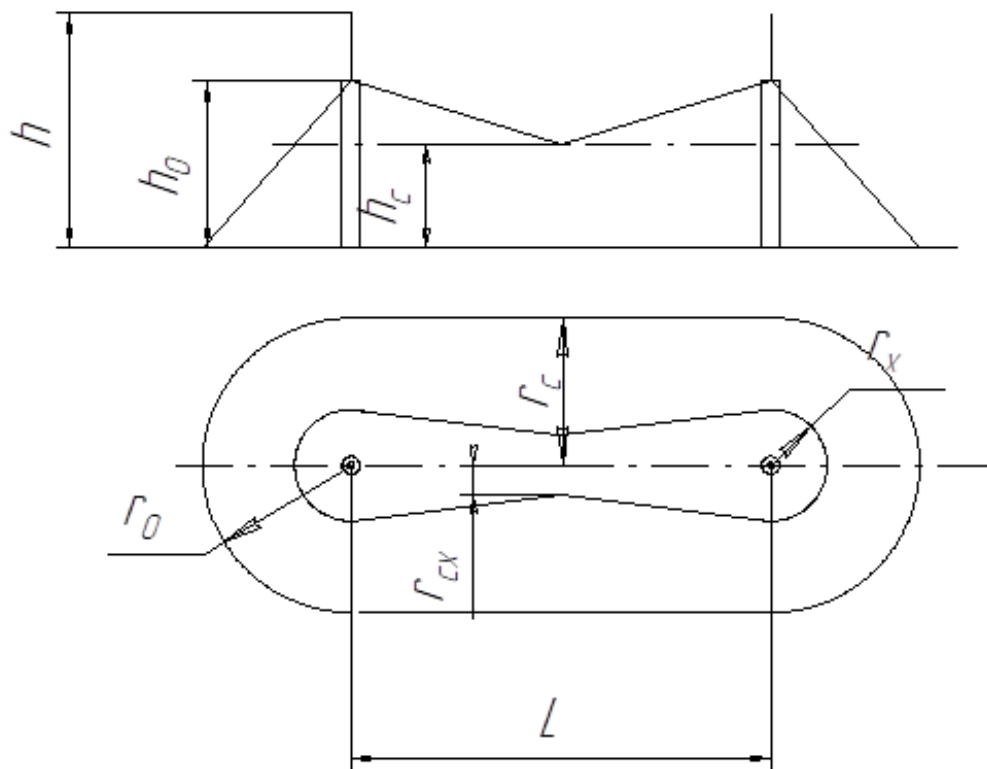


Рисунок 8 – Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

Эскиз подстанции и зон защиты молниеотводов на высоте 5,5 м показан на рисунке 9.

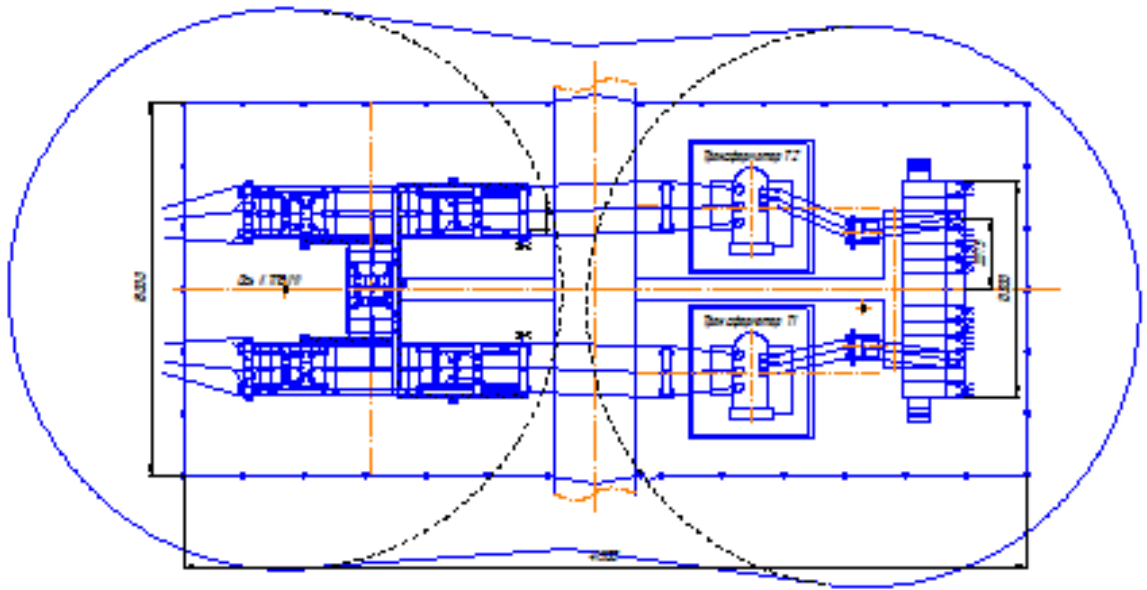


Рисунок 9 – Зона защиты молниеотводов на высоте 5,5 м.

Вывод.

Вертикальные заземлители длиной 3 метра имеют диаметр 0,01 м. По периметру подстанции разместили 20 заземлителей. Общая длина горизонтальных заземлителей составили 113,4 метра, расчетное сопротивление растеканию 4,96 Ом. При данном расположении молниеотводов территория подстанции полностью находится в зоне защиты молниеотводов.

Заключение

В представленной выпускной квалификационной работе был разработан проект реконструкции системы электроснабжения подстанции 35/10 кВ.

В первом разделе проанализирована возможность применения на подстанции уже установленных на ней трансформаторов. Расчет показал необходимость их замены. В процессе модернизации было принято решение использовать на подстанции два трансформатора типа ТМН-4000/35/10, работающие с загрузкой 66,7%, что положительно скажется на надежности и сроке эксплуатации трансформаторов на подстанции.

В ходе анализа было выполнено предварительное распределение активной и реактивной мощности в линиях 35 кВ для нормальных и послеаварийных режимов работы. Установлено, что Подстанция «Коммунар» выступает в качестве точки потокораздела. Напряжение на подстанциях «Черновка» и «С.Буян» остается стабильным на номинальных уровнях при изменении нагрузок, что свидетельствует о необходимости коррекции устройства РПН.

При расчете токов короткого замыкания были получены следующие значения ударных токов в характерных точках схемы: 12,491 кА в точке К1 и 8,825 кА в точке К2.

В 3 главе выбрано электрооборудование на высокой и низкой стороне подстанции. На стороне 35 кВ применили:

- выключатель нагрузки ВВС-35-II-16/630УХЛ1;
- разъединитель нагрузки РДЗ-2(1)-35-1000УХЛ1;
- ТТ типа ТФЗМ-35Б-1-У1;
- ТН типа ЗНОМ-35-65У1;
- разрядник типа РВС-35У1;
- предохранители типа ПКН001-35У1;
- провод жестких шин АС-185/24.

На стороне 10 кВ применили:

- выключатели типа ВВ/тел-10-16/630УЗ;
- ТТ типа ТЛК-10-6-УЗ;
- ТН типа ЗНОЛ.06-10У1.

Для собственных нужд подобран трансформатор ТМ-63/10/0,4кВ.

В 4 разделе выполнен расчет заземляющих устройство на подстанции. Вертикальные заземлители длиной 3 метра имеют диаметр 0,01 м. По периметру подстанции разместили 20 заземлителей. Общая длина горизонтальных заземлителей составили 113,4 метра, расчетное сопротивление растеканию 4,96 Ом. Молниезащита осуществляется с помощью заземленных вертикальных стержневых молниеотводов, установленных на территории подстанции. Количество молниеотводов – 3. Общая высота молниеприемника 15 метров, из них 10 метров составляет железобетонные столбы, 5 метров железные молниеприемники типа МП-2 высотой 5 метров. При выбранном расположении молниеотводов территория подстанции полностью находится в зоне защиты молниеотводов.

Список используемых источников

1. Беляев А.Н., Люлина М.А., Першиков Г.А. Основы переходных процессов в электроэнергетических системах : методические указания к практическим занятиям Том Часть 2. Санкт-Петербург : ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2020. 30 с.
2. Воробьев В. А. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования сельскохозяйственных организаций : учебное пособие для среднего профессионального образования Москва : Издательство Юрайт, 2023. 275 с.
3. Воробьев В. А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования и средств автоматизации : Учебник и практикум Москва : Издательство Юрайт, 2020. 36 с.
4. Галимова, А. А. Методика расчета относительного срока службы трансформатора в распределительных сетях на этапе проектирования. Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2019. Т. 15, № 4. С. 56-60.
5. Глазырин В.Е., Купаревв М.А., Литвинов И.И. Выбор электрооборудования и разработка принципиальной схемы электрических соединений подстанции : Новосибирский государственный технический университет, 2022. 84 с.
6. ГОСТ 2.105 – 95 «ЕСКД. Общие требования к текстовым документам» [Электронный ресурс] : URL: <https://www.swrit.ru/doc/eskd/2.105-95.pdf> (дата обращения: 10.08.2023 г).
7. ГОСТ 21.613-2014 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации силового электрооборудования» [Электронный ресурс] : URL:

<https://meganorm.ru/Index2/1/4293767/4293767642.htm> (дата обращения: 12.08.2023 г).

8. ГОСТ 21128 – 8 «Системы электроснабжения сети, источники преобразования и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В» [Электронный ресурс] : URL: https://www.elec.ru/library/gosts_e02/gost_21128-83/ (дата обращения: 14.08.2023 г).

9. ГОСТ Р 52735–2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ». Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс] : URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293837/4293837777.pdf> (дата обращения: 16.08.2023 г).

10. ГОСТ Р 52725–2007 «Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ» [Электронный ресурс] : URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293839/4293839352.htm> (дата обращения: 17.08.2023 г).

11. Громов М.А., Кириллов И.В. Расчет трансформатора тока. The Scientific Heritage. 2021. № 75-1(75). С. 21-24.

12. Зверев, А. П. Использование разрядников для контроля возгорания торфяников. E-Scio. 2021. № 10(61). С. 321-327.

13. Злобина И.Г., Казакова Е.Ю., Шестакова Л.А. Электрические станции и подстанции: учебное пособие к выполнению курсового проекта. Чебоксары: ЧГУ, 2018. 361 с.

14. Иванов А.В., Колчин Т.В. Методическое пособие по расчету систем оперативного тока, собственных нужд, заземляющих устройств и молниезащиты подстанций 35 кВ и выше. Нижний Новгород: НГТУ, 2020. 287 с.

15. Козловская В.Б. Электрическое оборудование машиностроительных предприятий: справочник. 2-е изд. Минск: Техноперспектива, 2019. 271с.
16. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Москва: Мастерство, 2019. 320 с.
17. Костин В.Н. Электропитающие системы и электрические сети : учебно-методический комплекс. Санкт-Петербург: СППО, 2020. 410 с.
18. Кушкова Е.И. Расчет заземляющих устройств в установках с эффективно-заземленной нейтралью : методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Киров: ВятГТУ, 2020. 198 с.
19. Леньков Ю.А., Хожин Г.Х. Выбор коммутационных аппаратов и токоведущих частей распределительных устройств электрических станций и подстанций : учебное пособие [Электронный ресурс] : URL: https://www.studmed.ru/lenkov-yua-hozhin-gh-vybor-kommutacionnyh-apparatov-i-tokoveduschih-chastey-raspredelitelnyh-ustroystv-elektricheskikh-stanciy-i-podstanciy_327ca42ad35.html (дата обращения: 20.08.2023 г).
20. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 2021.
21. Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» от приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 04.08.2010 г. №110 п. 8. [Электронный ресурс] : URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200092834> (дата обращения: 22.08.2023 г)
22. Правила устройства электроустановок ПУЭ – 7. [Электронный ресурс] : URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения: 05.09.2023 г).
23. Презентация компании «ПроЛайн» – «Применение высоковольтных измерительных трансформаторов на сетевых объектах 110–750 кВ». [Электронный ресурс] : URL:

http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b4_rus/events/17may/09.%D0%9F%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%B2.pdf (дата обращения: 10.09.2023 г).

24. Руководство по эксплуатации: Шкаф микропроцессорной защиты и автоматики трансформатора 110–220 кВ типа «Бреслер ШТ». [Электронный ресурс] : URL: <http://naladka.by/documents/PZA/%C2%F1%E5%20%F2%E8%EF%FB%20%F8%EA%E0%F4%EE%E2%20%C1%F0%E5%F1%EB%E5%F0.pdf> (дата обращения: 11.09.2023 г).

25. Руководство пользователю компании АБВ – Кабельные системы с изоляцией из сшитого полиэтилена [Электронный ресурс] : URL: <https://library.e.abb.com/public/b1321ac559db401ab26cc3f99d0120c3/Manual-Giude-SafeRing&SafePlus%2012-24%20kV-2012.pdf> (дата обращения: 20.09.2023 г).

26. Синенко Л.С. Учебное пособие к практическим занятиям. Красноярск: ИПУ СФУ, 2019. 146 с.

27. Синягин Н.Н. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики [Электронный ресурс] : URL: https://www.studmed.ru/sinyagin-nn-afanasev-aa-novikov-sa-sistema-planovo-predupreditelnogo-remonta-oborudovaniya-i-setey_422661ca840.html (дата обращения: 04.09.2023 г).

28. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения [Электронный ресурс] : URL: <https://ru.djvu.online/file/zOtsUc8Y0yEft> (дата обращения: 22.09.2023 г).

29. Apostolov A. and Janssen. M. IEC 61850 impact on substation design, paper number 0633, IEEE PES, 2018. 698 pages.

30. Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, Third Edition Edited by Leonard L. Grigsby. CRC Press, 2018. 489 pages.

31. Electric Power Substations Engineering (Electric Engineering Handbook). Third Edition. Edited by John D. McDonald. CRC Press, May 16, 2018. 536 pages.
32. Electric Power Transformer Engineering, Third Edition Edited by James H. Harlow. CRC Press, 2019. 657 pages.
33. GRID 2030: A National Vision for Electricity's Second 100 years, United States Department of Energy, Office of Electric Transmission and Distribution, 2020. 389 pages.