

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 подстанции 220 кВ «Левобережная»

Обучающийся

Н.А. Апасова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н, В.И. Платов

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

Тольятти 2024

Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена разработка проекта реконструкции электрической части подстанции 220 кВ «Левобережная» с применением современного силового электрооборудования и цифровых средств измерения и автоматики.

Ключевым вопросом выпускной работы является разработка надежной и энергоэффективной электрической части подстанции, с оптимизированными параметрами элементов схемы электроснабжения за счет правильного выбора их выбора, применения современных цифровых средств измерения и автоматики.

Целью бакалаврской работы является реконструкция электрической части подстанции. Для этого необходимо произвести расчёты электрической нагрузки, произвести расчет мощности и выбор новых силовых трансформаторов, разработать новую схему электрических соединений, выбрать основное электротехническое оборудование открытого распределительного устройства высокого напряжения и распределительного устройства низкого напряжения, разработать схему релейной защиты с применением цифровых приборов и устройств.

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 58 страниц, дополняемую 10 таблицами, 10 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

Содержание

Введение	4
1 Анализ технического состояния подстанции «Левобережная»	6
1.1 Краткие сведения о подстанции	6
1.2 Обоснование реконструкции подстанции	7
2 Реконструкция электрической части подстанции	8
2.1 Выбор схемы подстанции	8
2.2 Расчет электрических нагрузок	10
2.3 Расчет и выбор трансформатора (автотрансформатора).....	14
2.4 Техничко–экономическое сравнение вариантов.....	19
2.5 Расчет токов короткого замыкания	22
2.6 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей.....	28
2.6.1 Выбор выключателей и разъединителей	28
2.6.2 Выбор шин	29
2.6.3 Выбор изоляторов	32
2.6.4 Выбор трансформаторов тока.....	33
2.6.5 Выбор трансформаторов напряжения и КРУН.....	35
2.7 Система оперативного тока.....	37
2.8 Релейная защита и автоматика	41
2.9 Центральная сигнализация.....	48
3 Охрана труда и техника безопасности на подстанции.....	51
3.1 Охрана труда для обслуживающего персонала подстанции	51
3.2 Электробезопасность при выполнении ремонта электрооборудования подстанции.....	52
Заключение	53
Список используемых источников.....	54

Введение

Использование электроэнергии является значительным стимулом для развития современных промышленных отраслей и автоматизации производства, что проявляется не только в расширении возможностей передовых секторов промышленности, но и в ускорении процессов автоматизации производственных операций. Вместе с тем, это также способствует широкому внедрению и распространению современных компьютерных и информационных технологий, что существенно изменяет технологические парадигмы в современном производстве и обеспечивает повышение его эффективности.

В двадцатом веке наблюдались высокие темпы экономического роста, которые охватывали практически все регионы мира, несмотря на временные и пространственные различия. Этот процесс сопровождался значительным увеличением производства и потребления электроэнергии, что являлось одним из ключевых факторов общего экономического прогресса и современного промышленного развития.

Дальнейшее распространение электроэнергии в бытовой сфере сопровождается внедрением механизации и автоматизации домашних задач, что способствует повышению общей производительности труда в домашнем хозяйстве. Этот процесс также связан с широким распространением телекоммуникаций и информационных технологий в повседневную жизнь, что способствует увеличению уровня комфорта и удобства для населения. В результате улучшается качество предоставляемых услуг в сферах образования, медицины, отдыха и развлечений, что положительно влияет на общее качество жизни.

Конечные цели энергетической стратегии России включают определение ключевых механизмов, необходимых для достижения установленных целей в энергетической сфере, а также поддержания устойчивого экономического

развития страны. Важным аспектом является согласование развития электроэнергетики с другими секторами топливно-энергетического комплекса и учет потребностей экономики в целом, что требует комплексного подхода к формированию и реализации стратегии.

«Стратегические цели развития отечественной электроэнергетики до 2030 года включают в себя несколько аспектов, направленных на обеспечение устойчивого функционирования и развития национальной энергосистемы. В первую очередь, это обеспечение надежного энергоснабжения для населения и экономики страны, что требует совершенствования инфраструктуры и технологий. Другим важным аспектом является сохранение и развитие Единой энергетической системы России с целью интеграции с другими энергообъединениями на Евразийском континенте, что способствует повышению энергетической безопасности и экономической эффективности страны» [21].

Цель работы – разработать проект реконструкции электрической части подстанции 220 кВ «Левобережная» с применением современного силового, распределительного и защитного оборудования.

Объектом исследования является подстанция «Левобережная».

Предмет исследования – электрическая часть подстанции «Левобережная».

Для достижения поставленной в работе цели необходимо решение ряда задач: произвести расчёты электрической нагрузки, произвести расчет мощности и выбор новых силовых трансформаторов, разработать новую схему электрических соединений, выбрать основное электротехническое оборудование распределительного устройства низкого напряжения, в том числе выключателей, разъединителей, шин, изоляторов, трансформаторов тока и напряжения, разработать схему релейной защиты.

1 Анализ технического состояния подстанции «Левобережная»

1.1 Краткие сведения о подстанции

Подстанция входит в электрические сети МЭС Сибири, которая является филиалом ПАО «Россети». «Филиал ПАО «Россети» – МЭС Сибири работает на территории Сибирского и Дальневосточного федеральных округов. В зону его обслуживания входят 12 субъектов Российской Федерации с населением 19,1 млн человек.

МЭС Сибири отвечают за бесперебойную работу 453 линий электропередачи общей протяженностью по трассе более 26,3 тыс. км и 123 подстанций общей трансформаторной мощностью 49 753 МВА. Филиал обеспечивает межгосударственные перетоки электроэнергии в Казахстан и Монголию» [13].

Адрес расположения подстанции: Красноярский край, г. Красноярск, ул. Вильского, д.7

«ПС «Левобережная» была введена в эксплуатацию в 1959 году, является одной из старейших подстанций напряжением 220 кВ Красноярска (см. рисунок 1). Она обеспечивает электроэнергией левобережье города: Железнодорожный, Октябрьский и часть Центрального района, в том числе больницу скорой медицинской помощи, госпиталь ветеранов Великой Отечественной войны и городскую электростанцию. Также от подстанции запитан пригородный Емельяновский район, включая железную дорогу и красноярский аэропорт» [13].

Основные параметры ПС до реконструкции:

- рабочее напряжение 220/110/10 кВ;
- количество трансформаторов на подстанции – 4;
- установленная мощность трансформаторов – 481 МВА.



Рисунок 1 – ПС 220 кВ «Левобережная»

1.2 Обоснование реконструкции подстанции

Основных причин реконструкции подстанции две:

- физический и моральный износ электрооборудования подстанции;
- необходимость в повышении на 25% мощности передаваемой электроэнергии [28].

Во время реконструкции планируется:

- заменить все силовые трансформаторы на новые;
- смонтировать комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 110 и 220 кВ [25].

Выводы по разделу 1.

Реконструкция подстанции необходима по многим причинам, главными из которых являются моральный и физический износ установленного электрооборудования, в том числе и силовых масляных трансформаторов, один из которых работает с момента открытия подстанции. Модернизация позволит не только повысить мощность ПС, но и обеспечить ее безаварийную эксплуатацию.

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Выбор схемы подстанции

«Составление возможных вариантов принципиальной схемы подстанции выполняется на основании следующих данных:

- назначение подстанций в энергосистеме;
- перетоки мощностей через подстанцию;
- наличие одного или двух распределительных устройств повышенных напряжений подстанций

Принципиальная схема подстанции определяет выполнение трансформаторных и автотрансформаторных связей между распределительными устройствами, и выбор её базируется на технико-экономических расчетах. Для подстанций с двумя или тремя напряжениями принципиальная схема определяется практически однозначно. Проектирование их сводится к выбору числа, типа и номинальной мощности необходимых трансформаторов (автотрансформаторов)» [21].

«Энергия, которая поступает из сети высокого напряжения (ВН), может быть направлена на низкое напряжение (НН) от 6 до 10 кВ. Это распространенная практика в системах распределения электроэнергии. Кроме того, возможно распределение энергии на двух уровнях напряжения: среднем (СН) от 35 кВ и выше и низком (НН) от 6 до 10 кВ, что способствует более гибкому и эффективному распределению электроэнергии.

В зависимости от количества распределительных устройств (РУ), используются разные типы трансформаторов: двухобмоточные, трехобмоточные или автотрансформаторы. Выбор конкретного типа трансформатора зависит от специфических требований сети и режима нейтрали сети среднего напряжения, что играет важную роль в проектировании и эксплуатации распределительных сетей» [12].

«Установка одного трансформатора возможна лишь на тех подстанциях, которые обслуживают потребителей третьей категории. Эти потребители не требуют высокой надежности электроснабжения и могут переносить перерывы в подаче энергии, что позволяет ограничиться одним трансформатором на подстанции.

Для потребителей первой и второй категории, в соответствии с требованиями надежности, обычно устанавливают два трансформатора. Это обеспечивает высокий уровень резервирования и непрерывное электроснабжение» [12].

Установка большего числа трансформаторов допустима только при наличии соответствующих технико-экономических обоснований, что является необходимым для обеспечения экономической эффективности и надежности системы.

В некоторых случаях мощность сети среднего напряжения значительно отличается от мощности сети низкого напряжения, что требует особого подхода к выбору трансформаторного оборудования.

Если это отличие составляет не более 15%, более экономичным решением может быть использование четырех двухобмоточных трансформаторов, что позволяет оптимизировать затраты на оборудование и эксплуатацию. Это предпочтительнее, чем два трехобмоточных трансформатора, так как обеспечивает более гибкую и эффективную работу сетевой энергетической системы.

Трехобмоточные трансформаторы предназначены для установки на электрических сетях с напряжением среднего уровня ($U_{сн}$) 35 кВ, что является общепринятой практикой в современных энергетических системах. Эти устройства специализируются на переключении и преобразовании электрической энергии при определенных условиях нагрузки и сетевого напряжения.

В случае более высокого среднего напряжения предпочтение отдается автотрансформаторам, которые представляют собой эффективные устройства для передачи и распределения электрической энергии в сетях с более высоким уровнем напряжения. Они обеспечивают более компактное и экономичное решение для управления сетевым напряжением и уровнями мощности.

2.2 Расчет электрических нагрузок

Рассчитаем мощности подстанции по напряжениям. Применим «методику, применяемую для расчета подстанции на четыре уровня напряжений. В случае подстанции на 3 напряжения выпадает одно из средних напряжений и обозначается как $U_{сн}$.» [17]

«Полные мощности подстанции по ступеням напряжения» [17]:

$$S_M^{CH} = \frac{P_m}{\cos \varphi}, \quad (1)$$

$$S_M^{CH} = \frac{66}{0,87} = 75,86 \text{ МВА},$$

$$S_M^{HH} = \frac{P_m}{\cos \varphi}, \quad (2)$$

$$S_M^{HH} = \frac{70}{0,91} = 76,92 \text{ МВА}$$

где P_m – «максимальная активная мощность на данной ступени напряжения, МВт» [17].

«Полная мощность на стороне высшего напряжения» [17]:

$$S_M^{BH} = S_M^{CH} + S_M^{HH}, \quad (3)$$

$$S_M^{BH} = 75,86 + 76,92 = 152,78 \text{ МВА.}$$

«Реактивные мощности подстанции» [16]:

$$Q_M^{CH} = \sqrt{(S_M^{CH})^2 - (P_M^{CH})^2}, \quad (4)$$

$$Q_M^{CH} = \sqrt{75,86^2 - 66^2} = 37,4 \text{ Мвар,}$$

$$Q_M^{HH} = \sqrt{(S_M^{HH})^2 - (P_M^{HH})^2}, \quad (5)$$

$$Q_M^{HH} = \sqrt{76,92^2 - 70^2} = 31,89 \text{ Мвар.}$$

«По данным вычисленных мощностей строят графики нагрузок для всех напряжений подстанций» [17]. Общий вид графиков приведен на рисунке 2.

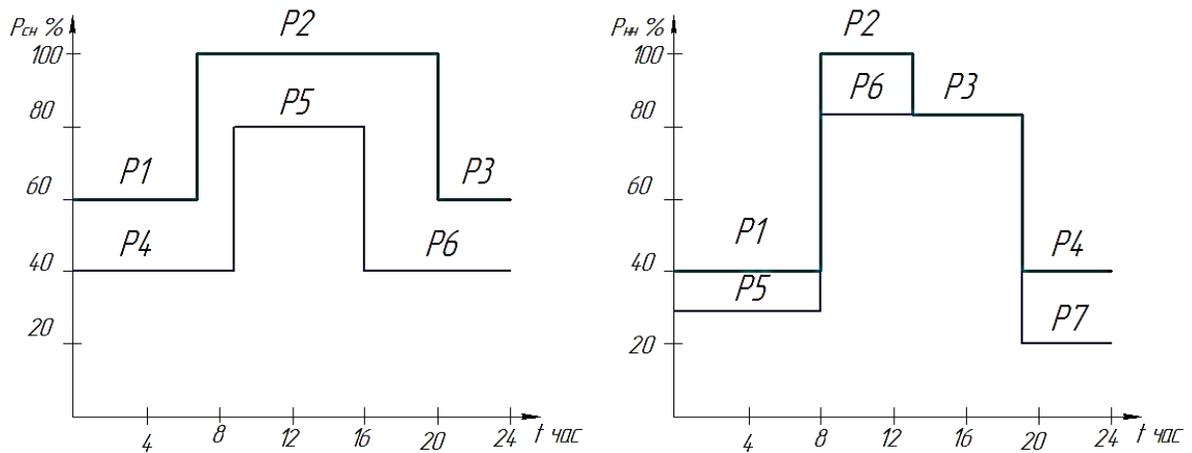


Рисунок 2 – График нагрузок

«Для каждой ступени напряжения принимается расчетный максимум равный P_m , МВт, исходя из которого, суточная продолжительность потребления мощности распределяется пропорционально графику. По расчетным графикам рассчитывается годовая энергия потребления» [16]. На рисунке 2 изображены графики этих нагрузок.

Рассчитаем проходящую через ПС энергию в зимний период по уровням напряжения:

$$W_{3C}^{CH} = P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3, \quad (6)$$

$$W_{3C}^{CH} = 60 \cdot 7 + 102 \cdot 12 + 58 \cdot 7 = 2050 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{3C}^{HH} = P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3 + P_4 \cdot t_4, \quad (7)$$

$$W_{3C}^{HH} = 40 \cdot 8 + 105 \cdot 5 + 85 \cdot 6 + 40 \cdot 9 = 1715 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем проходящую через ПС энергию в летний период по уровням напряжения:

$$W_{ЛС}^{CH} = P_4 \cdot t_4 + P_5 \cdot t_5 + P_6 \cdot t_6, \quad (8)$$

$$W_{ЛС}^{CH} = 40 \cdot 9 + 60 \cdot 7 + 40 \cdot 7 = 1060 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{ЛС}^{HH} = P_5 \cdot t_5 + P_6 \cdot t_6 + P_7 \cdot t_7, \quad (9)$$

$$W_{ЛС}^{HH} = 30 \cdot 8 + 82 \cdot 11 + 20 \cdot 7 = 1282 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Количество потребленной энергии ПС за год по каждому графику [5]:

$$W_{ГОД} = W_{3C} \cdot N_3 + W_{ЛС} \cdot N_Л, \quad (10)$$

$$W_{ГОД}^{CH} = 2050 \cdot 213 + 1060 \cdot 152 = 597770 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{ГОД}^{HH} = 1715 \cdot 213 + 1282 \cdot 152 = 560159 \text{ MВт}.$$

Время максимума потребления нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{Г}}{P_M}, \quad (11)$$

$$T_{M.CH} = \frac{597770}{66} = 9057 \text{ ч},$$

$$T_{M.HH} = \frac{560159}{70} = 8002 \text{ ч},$$

$$T_{M.BH} = \frac{P_{M,CH} T_{M,CH} + P_{M,HH} T_{M,HH}}{P_{M,CH1} + P_{M,HH}}, \quad (12)$$

$$T_{M.BH} = \frac{9057 \cdot 66 + 8002 \cdot 70}{66 + 70} = 8514,2 \text{ ч}$$

«Время максимальных потерь энергии – τ рассчитывается, за год на каждом напряжении. Годовая продолжительность времени потерь принимается календарная $T = 8760$ часов. Тогда для каждого напряжения свое время максимальных потерь» [16]:

$$\tau_{BH} = \left(0,124 + \frac{T_M^{BH}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (13)$$

$$\tau_{BH} = \left(0,124 + \frac{8514,2}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 8335 \text{ ч},$$

$$\tau_{CH} = \left(0,124 + \frac{T_M^{CH}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (14)$$

$$\tau_{CH} = \left(0,124 + \frac{9057}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 9288 \text{ ч},$$

$$\tau_{HH} = \left(0,124 + \frac{T_M^{HH}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (15)$$

$$\tau_{HH} = \left(0,124 + \frac{8002}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 7482 \text{ ч.}$$

2.3 Расчет и выбор трансформатора (автотрансформатора)

Мощность трансформатора (ТР) и автотрансформатора (АТ) определяется его нагрузкой и определяется как

$$S_{H.ТР} \geq (0,7 \dots 0,65) \cdot S_M, \quad (16)$$

$$S_{H.АТ} \geq 0,7 \cdot 152,78 = 106,95 \text{ МВт},$$

$$S_{H.ТТ.1ВАР} \geq 0,7 \cdot 75,86 = 53,1 \text{ МВт},$$

$$S_{H.ТТ.2ВАР} \geq 0,7 \cdot 76,92 = 53,84 \text{ МВт}.$$

«Для каждой ступени напряжения с учетом установки двух трансформаторов. Выбранный трансформатор (автотрансформатор) проверяют на аварийные перегрузки при выходе одного трансформатора (автотрансформатор) из работы. Коэффициент аварийной перегрузки определяется по формуле» [16]:

$$k_{п.ав} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном.АТ}}}, \quad (17)$$

$$k_{п.ат} = \frac{152,78}{125} = 1,22;$$

$$k_{п.ав} = \frac{76,92}{63} = 1,2.$$

где S_{\max} – максимальная мощность по графику нагрузки на стороне ВН;

$S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора (АТ).

Выбранный трансформатор (АТ) должен удовлетворять условию:

$$k_{\text{п.ав}} < k_{\text{доп}}. \quad (18)$$

«Проверка трансформатора на систематические перегрузки проводится путем отключения одного из трансформаторов для планового ремонта, что обычно осуществляется в летний период, когда нагрузка на сеть минимальна. Этот подход безопасен и позволяет осуществлять отключение оборудования для его проверки и технического обслуживания.

Определение допустимости систематических перегрузок трансформаторов происходит на основе графиков нагрузочной способности трансформаторов, представленных в соответствующем стандарте. В этих графиках учитываются различные эксплуатационные параметры, такие как тип системы охлаждения (М, Д, ДЦ, Ц), постоянная времени нагрева (τ), эквивалентная температура окружающей среды (θ) и коэффициент начальной нагрузки эквивалентного графика ($S_i < S_{\text{ном}}$)» [1].

«Разрабатываются два варианта схемы подстанции, и на основе всестороннего технико-экономического расчета выбирается наиболее эффективный и экономически обоснованный из них. Этот процесс включает в себя анализ различных аспектов, включая надежность, стоимость и эксплуатационные характеристики, что позволяет выбрать оптимальное решение для реализации проекта.

При выборе конфигурации электрических соединений распределительных устройств всех напряжений нет необходимости разрабатывать каждую конструкцию индивидуально, так как типовые конструкции распределительных устройств уже разработаны и стандартизированы проектными организациями,

что позволяет проводить выбор оптимальной конструкции на основе подробного технико-экономического анализа нескольких предварительно разработанных вариантов компоновок» [16].

Распределительные устройства должны соответствовать ряду требований, установленных Правилами устройства электроустановок, включая надежность, экономичность, удобство и безопасность обслуживания, а также соблюдение стандартов пожаробезопасности, поэтому для принятия окончательного решения о выборе конструкции распределительного устройства необходимо провести сравнительный анализ нескольких вариантов электрических схем с учетом наработанных практических положений и рекомендаций.

«Подключение линий к РУ повышенного напряжения желательно выполнять не более чем двумя выключателями, а подключение трансформаторов не более чем четырьмя» [16]. Предполагаемые варианты схем подстанций приведены на рисунках 3 и 4.

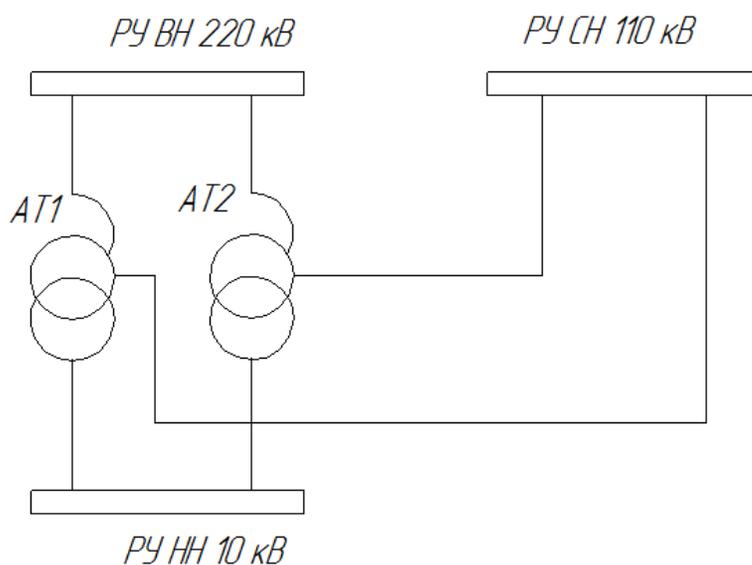


Рисунок 3 – Вариант № 1

«В схеме с двумя системами сборных шин секционируется одна система шин при числе присоединений 12–16, а обе системы шин секционируются при числе присоединений более 16 для повышения надежности и удобства обслуживания, а также для совмещения функций обходного и шиносоединительного выключателя в одном выключателе при наличии секционирования в схеме с обходной системой шин» [16].

В схеме рисунка 3 «шины распределительных устройств 220 кВ и 10 кВ соединены двумя автотрансформаторами АДЦТН 220/110/10 АТ1, АТ2. Питание шины 110 киловольт осуществляется с выводов среднего напряжения» [15].

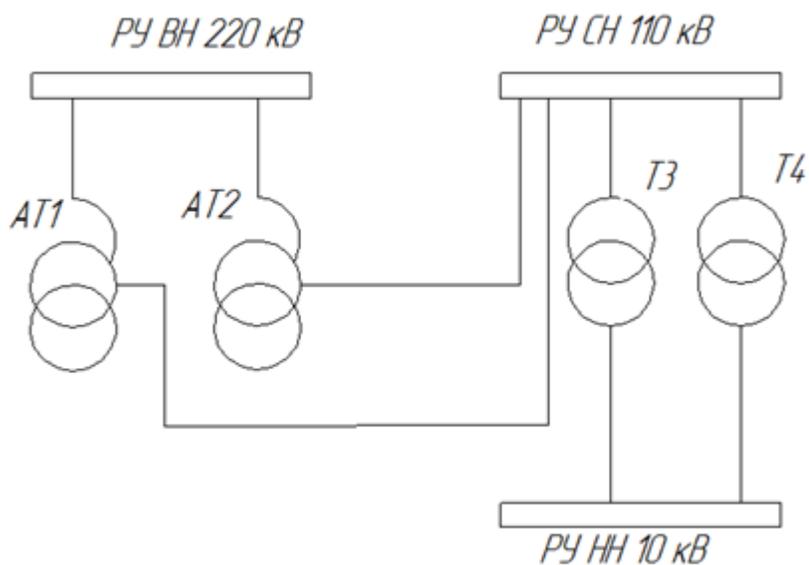


Рисунок 4 – Вариант № 2

В схеме рисунка 4 «шины распределительных устройств 220 киловольт и 10 киловольт соединены четырьмя автотрансформаторами АДЦТН 220/110/10 АТ1, АТ2, Т3, Т4. Питание шины 110 кВ осуществляется с выводов среднего напряжения» [15].

Выбор автотрансформаторов.

Определяем мощность автотрансформаторов с учетом ранее рассчитанных нагрузок $Q_{\text{сн}} = 125$ МВар; $Q_{\text{нн}} = 63$ МВар; $S_{\text{М}}^{\text{BH}} = 152,78$ МВА. Номинальная мощность:

$$S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{М}}, \quad (19)$$

$$S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 \cdot 152,78;$$

$$S_{\text{НОМ}} \geq 106,95.$$

По этой мощности выбираем автотрансформатор АТДЦТН–125000/220/110. Проверяем условие по перегрузке:

$$S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 \times \frac{S_{\text{М НН}}}{(n-1)}, \quad (20)$$

$$100 \geq 0,7 \times \frac{76,92}{1}; \quad 100 \geq 53,8.$$

Условие выполняется.

Выбор трансформаторов.

В первом варианте выбор трансформаторов по структурной схеме не предусмотрен. «Т.к. во втором варианте полная мощность проходит по четырём трансформаторам (АТ1, АТ2, Т1 и Т2), для расчётов используем следующую формулу» [22]:

$$S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 \cdot \frac{S_{\text{max}}}{(n-1)}; \quad (21)$$

$$S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 \cdot \frac{152,78}{3} = 50,93 \text{ МВА.}$$

«По этой мощности выбираем силовой масляный трансформатор ТДН 63000/110» [22].

Данные выбранных трансформаторов и автотрансформаторов заносим в таблицу 1 и 2.

Таблица 1 – Параметры выбранного трансформатора

Тип	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
	ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
ТДЦ 63000/110	115	38,5	50	245	10,5	0,5

Таблица 2 – Параметры выбранного автотрансформатора

Тип автотрансформатора	Номинальная мощность, МВА		Наибольший допустимый ток в обмотки	Номинальное напряжение, кВ			Холостого хода	Потери, кВт			Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
	автотрансформатора	Обмотки НН		ВН	СН	НН		Короткого замыкания			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
								ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
АТДЦТН-125000/220/110	125	63	365	230	121	6,6;11;38,5	65	315	280	275	11	45	28	0,4

2.4 Технико–экономическое сравнение вариантов

«Экономическая целесообразность схем определяется минимальными приведенными затратами» [10] по формуле:

$$Z = p_n \cdot K + И, \quad (22)$$

где «K – капиталовложения на сооружение электроустановки, тыс. руб.;

p_n – нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0,12;

I – годовые эксплуатационные издержки, тыс. руб./год» [10].

«Капиталовложения при выборе оптимальных схем выдачи электроэнергии и выборе трансформаторов определяют по укрупненным показателям стоимости элементов схемы.

Вторая составляющая расчетных затрат – годовые эксплуатационные издержки» [10] – определяется по формуле:

$$I = \frac{P_a + P_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W \cdot 10^{-5}, \text{ тыс. руб.}, \quad (23)$$

где « P_a, P_0 – отчисления на амортизацию и обслуживание, %;

ΔW – потери электроэнергии, кВт · ч;

β – стоимость 1 кВт · ч потерь электроэнергии, $\beta = 85$ коп/кВт · ч» [10].

Заполняем таблицу капитальных затрат (таблица 3).

Таблица 3 – Капитальные затраты

Оборудование	Цена, тыс.руб.	Первый вариант		Второй вариант	
		количество	стоимость тыс. руб.	количество	стоимость тыс. руб.
АТ1, АТ2, АТ3, АТ4: АТДЦТН– 125000/220/110	195	2	390	2	390
Т1, Т2: ТДЦ 63000/110	110	–	–	2	220
Ячейка 110	250,5	2	501	4	1002
ИТОГО	–	–	891	–	1612
ИТОГО с учётом удорожания ×30	–	–	891×30	–	1612×30

Рассчитываем издержки для первого варианта. Принимаем по [11] отчисления на амортизацию $P_a = 2\%$, на обслуживание $P_0 = 6,4\%$, количество

часов эксплуатации в году $\tau_B = \tau_C = \tau_H = \tau = 8335$ ч; потери $\Delta P_{KB} = \Delta P_{KC} = \Delta P_{KH} = 0,5 \cdot \Delta P_{KB-H} = 0,5 \cdot 315 = 157,5$ кВт; $\cos \varphi = 0,87$; потери холостого хода $\Delta P_{XX} = 65$ кВт; максимальное время работы $T_{max} = 9057$; максимальная мощность нагрузки $S_{max,B} = S_{max,C} = S_{max,H} = S_{max}$. Определяем потери электроэнергии:

$$\Delta W_1 = \left(\Delta P_X \cdot T + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau \right), \quad (24)$$

$$\Delta W_1 = 65 \cdot 9057 + 157,5 \cdot \left(\frac{152,78}{125} \right)^2 \cdot 8335 = 2530597 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$И = \frac{2+6.4}{100} \cdot 891 \cdot 30 + 85 \cdot 2530597 \cdot 10^{-5} = 2225,8 \text{ тыс. руб.};$$

$$З = 0,12 \cdot 891 \cdot 30 + 2225,8 = 5433,4 \text{ тыс. руб.}$$

По второму варианту изменяются потери холостого хода $\Delta P_X = 50$ кВт, потери $\Delta P_K = 245$ кВт. Расчетная формула приобретает следующий вид:

$$\Delta W'_2 = 2 \cdot \left(\Delta P_X \cdot T + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau \right), \quad (25)$$

$$\Delta W'_2 = 2 \cdot \left(50 \cdot 8760 + 245 \cdot \left(\frac{152,78}{50} \right)^2 \cdot 8335 \right) = 39008448,02 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Т.к. во втором варианте «дополнительно используются те же автотрансформаторы, что и в первом варианте, то для нахождения полных затрат энергии второго варианта к $\Delta W'_2$ прибавить ΔW_1 » [11]:

$$\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W'_2, \quad (26)$$

$$\Delta W = 2530597 + 39008448,02 = 41539045,02 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$И_1 = \frac{2+6.4}{100} \cdot 1612 \cdot 30 + 85 \cdot 41539045,02 \cdot 10^{-5} = 39370,44 \text{ тыс. руб.},$$

$$З_1 = 0,12 \cdot 1612 \cdot 30 + 39370,44 = 45173,64 \text{ тыс. руб.}$$

Сравнение вариантов:

$$K = \left(\frac{45173,64 - 5433,4}{45173,64} \right) \cdot 100 = 88\%.$$

Первый вариант предпочтительнее, так как экономичен, чем второй вариант на 88%.

2.5 Расчет токов короткого замыкания

Для выбранной электрической схемы (рисунок 5), через промежуточные преобразования (рисунок 6) приводится к схеме замещения, представленной на рисунке 7.

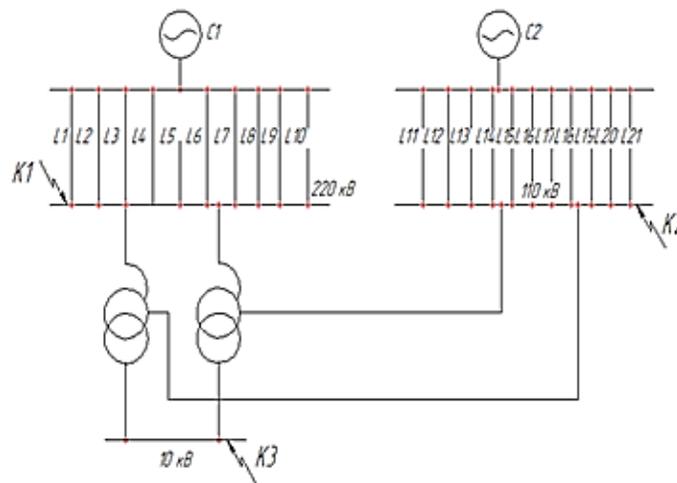


Рисунок 5 – Электрическая схема для расчета КЗ

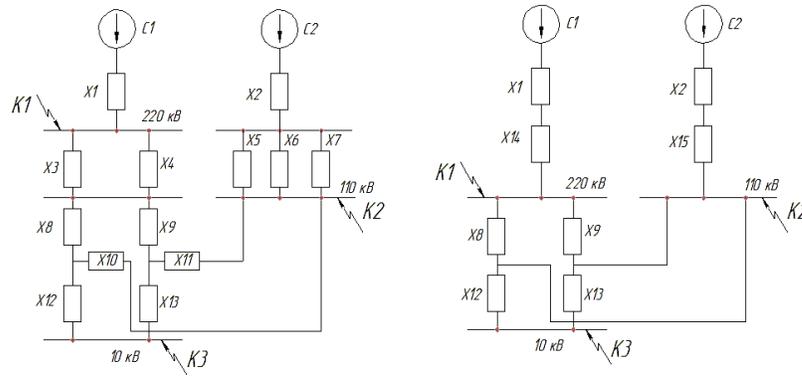


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

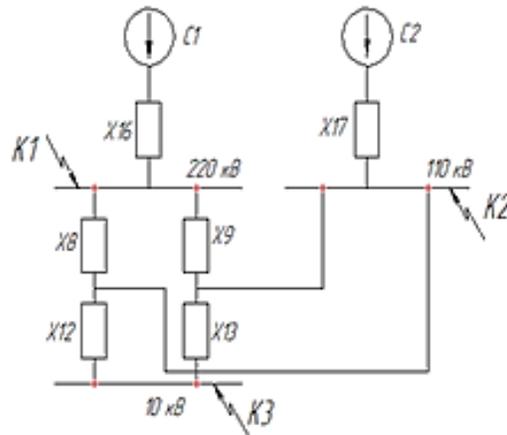


Рисунок 7 – Схема замещения расчета токов КЗ

«Расчет токов короткого замыкания производим в относительных единицах. Базисную мощность принимаем $S_6=1000$ МВА.

Расчет эквивалентных сопротивлений в относительных единицах» [18]:

$$X_1 = X_{C*1} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (27)$$

$$x_1 = 2,2 \cdot \frac{1000}{12400} = 0,18 \text{ о. е.}$$

$$X_2 = X_{C*2} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (28)$$

$$x_2 = 0,9 \cdot \frac{1000}{1000} = 0,9 \text{ о. е.},$$

$$x_3 = x_4 = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (29)$$

$$x_3 = x_4 = 0,28 \cdot 220 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,16 \text{ о. е.},$$

$$x_5 = x_6 = x_7 = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (30)$$

$$x_5 = x_6 = x_7 = 0,4 \cdot 110 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,33 \text{ о. е.};$$

$$x_{TB\%} = 0,5 \cdot (U_{к.в-н\%} + U_{к.в-с\%} - U_{к.с-н\%}), \quad (31)$$

$$x_{TB\%} = 0,5 \cdot (45 + 11 - 28) = 14;$$

$$x_{TC\%} = 0,5 \cdot (-U_{к.в-н\%} + U_{к.в-с\%} + U_{к.с-н\%}), \quad (32)$$

$$x_{TC\%} = 0,5 \cdot (-45 + 11 + 28) = -3. \text{ Принимаем } 0;$$

$$x_{TH\%} = 0,5(U_{к.в-н\%} - U_{к.в-с\%} + U_{к.с-н\%}), \quad (33)$$

$$x_{TH\%} = 0,5 \cdot (45 - 13 + 28) = 30,$$

$$x_8 = x_9 = \frac{x_{TB\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (34)$$

$$x_8 = x_9 = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,12 \text{ о. е.};$$

$$x_{10} = x_{11} = 0,$$

$$x_{12} = x_{13} = \frac{x_{TH\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (35)$$

$$x_{12} = x_{13} = \frac{30}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 2,4 \text{ о. е.};$$

$$x_{14} = \frac{x_3 \cdot x_4}{x_3 + x_4}, \quad (36)$$

$$x_{14} = \frac{1,16 \cdot 1,16}{1,16 + 1,16} = 0,58 \text{ о. е.};$$

$$x_{15} = \frac{x_5 \cdot x_6 \cdot x_7}{x_5 \cdot x_6 + x_7 \cdot x_6 + x_5 \cdot x_7}, \quad (37)$$

$$x_{15} = \frac{3,33 \cdot 3,33 \cdot 3,33}{3,33 \cdot 3,33 + 3,33 \cdot 3,33 + 3,33 \cdot 3,33} = 1,11 \text{ о. е.};$$

$$x_{16} = x_1 + x_{14}, \quad (38)$$

$$x_{16} = 0,18 + 0,58 = 0,76;$$

$$x_{17} = x_2 + x_{15}, \quad (39)$$

$$x_{17} = 0,9 + 1,11 = 2,01 \text{ о. е.}$$

$$x_{18} = \frac{x_8 \cdot x_9}{x_8 + x_9}, \quad (40)$$

$$x_{18} = \frac{1,12 \cdot 1,12}{1,12 + 1,12} = 0,56 \text{ о. е.};$$

$$x_{19} = x_{17} + x_{18}, \quad (41)$$

$$x_{19} = 2,01 + 0,56 = 2,57 \text{ о. е.},$$

$$x_{20} = \frac{x_8 \cdot x_9}{x_8 + x_9}, \quad (42)$$

$$x_{20} = \frac{1,12 \cdot 1,12}{1,12 + 1,12} = 0,56 \text{ о. е.},$$

$$x_{21} = x_{16} + x_{20}, \quad (43)$$

$$x_{21} = 0,76 + 0,56 = 1,32.$$

Рассчитаем токи короткого замыкания для точки К1:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (44)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2,62 \pm \dots \text{ кА},$$

$$I'_{п,0} = \frac{1}{x_{16}} \cdot I_6, \quad (45)$$

$$I'_{п,0} = \frac{1}{0,76} \cdot 1,12 = 1,47 \text{ кА},$$

$$I''_{п,0} = \frac{1}{x_{19}} \cdot I_6, \quad (46)$$

$$I''_{п,0} = \frac{1}{2,57} \cdot 1,12 = 0,44 \text{ кА},$$

$$I_{п,0} = I'_{п,0} + I''_{п,0}, \quad (47)$$

$$I_{п,0} = 1,47 + 0,44 = 1,91 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot K_y, \quad (48)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,91 \cdot 1,895 = 5,12 \text{ кА.}$$

Рассчитаем токи короткого замыкания для точки К2 по формулам (44...48):

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 5,24 \text{ кА,}$$

$$I'_{п,0} = \frac{1}{1,32} \cdot 5,02 = 3,8 \text{ кА,}$$

$$I''_{п,0} = \frac{1}{2,01} \cdot 5,02 = 2,5 \text{ кА,}$$

$$I_{п,0} = 3,8 + 2,5 = 6,3 \text{ кА,}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,3 \cdot 1,717 = 15,3 \text{ кА.}$$

Для расчета тока КЗ в точке К3 рассчитаем эквивалентные и результирующие сопротивления схемы [19]:

$$X_{22} = \frac{X_8 \cdot X_9}{X_8 + X_9}, \quad (49)$$

$$X_{22} = \frac{1,12 \cdot 1,12}{1,12 + 1,12} = 0,56 \text{ о. е.};$$

$$X_{23} = \frac{X_{12} \cdot X_{13}}{X_{12} + X_{13}}, \quad (50)$$

$$X_{23} = \frac{2,4 \cdot 2,4}{2,4 + 2,4} = 1,2 \text{ о. е.};$$

$$X_{ЭКВ} = \frac{X_{24} \cdot X_{17}}{X_{24} + X_{17}}, \quad (51)$$

$$X_{ЭКВ} = \frac{1,32 \cdot 2,01}{1,32 + 2,01} = 0,8 \text{ о. е.};$$

$$X_{24} = X_{16} + X_{22}, \quad (52)$$

$$x_{24} = 0,76 + 0,56 = 1,32 \text{ о. е.};$$

$$x_{\text{рез}} = x_{\text{ЭКВ}} + x_{23}, \quad (53)$$

$$x_{\text{рез}} = 0,8 + 1,2 = 2 \text{ о. е.},$$

$$C_1 = x_{\text{ЭКВ}}/x_{24}, \quad (54)$$

$$C_1 = \frac{0,8}{1,32} = 0,61 \text{ о. е.};$$

$$C_2 = x_{\text{ЭКВ}}/x_{17}, \quad (55)$$

$$C_2 = \frac{0,8}{2,01} = 0,4 \text{ о. е.},$$

$$x_{p1} = x_{\text{рез}}/C_1, \quad (56)$$

$$x_{p1} = \frac{2}{0,61} = 3,23 \text{ о. е.},$$

$$x_{p2} = x_{\text{рез}}/C_2, \quad (57)$$

$$x_{p2} = \frac{2}{0,4} = 5 \text{ о. е.}$$

Рассчитаем токи короткого замыкания для точки КЗ по формулам (44...48):

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА};$$

$$I'_{п,0} = \frac{1}{3,21} \cdot 55 = 17,03 \text{ кА};$$

$$I''_{п,0} = \frac{1}{5} \cdot 55 = 11 \text{ кА};$$

$$I_{п,0} = 17,03 + 11 = 28,03 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 28,03 \cdot 1,935 = 76,7 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов трехфазного КЗ сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет трехфазных токов КЗ

Точки КЗ	К1	К2	К3
Среднее напряжение, $U_{\text{ср}}$ кВ	230	115	10,5
Источники	$C_{1,2}$	$C_{1,2}$	$C_{1,2}$
$X_{\text{рез}}$	2,01; 2,57	2,01; 1,32	3,23; 5
Базовый ток $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}$, кА	$\frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2,62$	$\frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 5,24$	$\frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55$
E''_*	1,0	1,0	1,0
$I_{\text{п,0}} = \frac{E''_* \cdot I_6}{X_{\text{рез}}}$	1,91	6,3	28,03
k_y/T_a	1,85/0,06	1,608/0,03	1,85/0,06
$i_y = \sqrt{3} \cdot I_{\text{п,0}} \cdot k_y$, кА	5,12	15,3	76,7
$\tau = (0,01 + t_{\text{св}})$	0,035	0,038	0,07
$e^{-\frac{\tau}{T_a}}$	0,56	0,28	0,03
$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$, кА	1,51	2,5	1,2

2.6 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей

2.6.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выбор оборудования для РУНН–10 кВ [14].

«Наибольший ток нормального режима в цепи среднего напряжения на подстанции с двумя автотрансформаторами определяю с учётом перспективной нагрузки на стороне среднего напряжения на десятилетний период $S'_{\text{нагр}}$. Так как перспективная нагрузка на десятилетний период неизвестна, делаем допущение об одинаковой загрузке обмоток среднего и низкого напряжений автотрансформатора, то есть $S'_{\text{нагр}} = 0,5 \cdot S'_{\text{макс}}$. В качестве $S'_{\text{макс}}$ принимаем расчётную мощность, текущую через автотрансформаторы» [1] (коэффициент загрузки автотрансформаторов в нормальном режиме $\beta_{\text{н.р.}}=0,7$):

$$S_{AT\text{ ном}} \geq 0,7 \cdot S_{расч} = 0,7 \cdot S'_{макс} \quad (58)$$

Формулу (58) преобразуем к виду (59):

$$S'_{макс} \leq \frac{S_{AT\text{ ном}}}{0,7}, \quad (59)$$

$$S'_{макс} \leq \frac{125}{0,7} = 178,6 \text{ МВА.}$$

С учётом этого $S'_{нагр} = 0,5 \cdot S'_{макс} = 0,5 \cdot 178,6 = 89,3 \text{ МВА}$. «Наибольший ток нормального режима в цепи» [1]:

$$I_{НОРМ} = \frac{S'_{нагр\ С}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (60)$$

$$I_{НОРМ} = \frac{89,3 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 2577,9 \text{ А,}$$

$$I_{МАХ} = 2 \cdot I_{НОРМ}, \quad (61)$$

$$I_{МАХ} = 2 \cdot 2577,9 = 5155,8 \text{ А.}$$

Расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 5.

Проверка выключателей завершена успешно.

2.6.2 Выбор шин

«Произведем выбор шин на стороне низшего напряжения. В РУ 10 кВ сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках.

Таблица 5 – Параметры выключателей и разъединителей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель МИС–5200 ЕУ2	Разъединитель РВР– 20/6300
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 5155,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 5200 \text{ А}$	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$
$I_{нт} = 28,03 \text{ кА}$	$I_{откл} = 60 \text{ кА}$	–
$I_{ат} = 22,2 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \beta = 0$	–
$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} = 61,84 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) =$ $\sqrt{2} \cdot 60 \cdot (1 + 0) = 84,85 \text{ кА}$	–
$i_y = 77$	$I_{дин} = 127$	$I_{дин} = 130$
$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) =$ $25,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 10000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{но} = 28,03 \text{ кА}$	$I_{дин} = 127$	–

Выбор производим по экономической плотности тока» [1]:

$$q_{эк} = \frac{I_{max}}{j_{э}}, \quad (62)$$

$$q_{эк} = \frac{5155,8}{1} = 5155,8 \text{ мм}^2.$$

где $j_{эк} = 1 \text{ А/мм}^2$ – «экономическая плотность тока» [1].

Выбираем четырехполосные алюминиевые шины прямоугольного сечения 120×10 мм.

Проверка жестких шин.

«По допустимому току на шины выбранного сечения» [1]:

$$I_{max} < I_{доп}, \quad (63)$$

$$I_{max} = 5155,8 \text{ А} < I_{доп} = 5200 \text{ А}.$$

«Проверка сборных шин на термическую стойкость.

По таблице 5 $I_{н0} = 28,03$ кА, тогда тепловой импульс тока КЗ B_k , находят по формуле» [1]

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (64)$$

$$B_k = 28,03^2 \cdot (0,2 + 0,04) = 18,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где « T_a – постоянная времени затухания. На стороне низшего напряжения можно принять равным 0,04 с» [1].

«Минимальное сечение по условию термической стойкости q_{\min} , вычисляют по формуле» [1]

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (65)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1890000}}{91} = 47,8 \text{ мм}^2,$$

где « C – постоянная для алюминиевых шин, принимаем $C=91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ » [1].

Полученное сечение меньше выбранного сечения 120×10 мм.

«Проверка шин на механическую прочность.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ $f_{расч}$, вычисляют по формуле» [1]:

$$f_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{a}, \quad (66)$$

$$f_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{30480^2}{0,22} = 731,42 \text{ Н}$$

«Момент сопротивления шины расположенной на ребро относительно оси перпендикулярной действию усилия W , м^3 , вычисляют по формуле» [1]:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (67)$$

$$W = \frac{0,12 \cdot 0,01^2}{6} = 2 \cdot 10^{-6}.$$

где « h – высота однополосной шины прямоугольного сечения;
 b – ширина однополосной шины прямоугольного сечения» [1].

«Напряжение в материале однополосной шины прямоугольного сечения, возникающее при воздействии изгибающего момента $\sigma_{расч}$ » [1]:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (68)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{30480^2 \cdot 0,95^2}{1,3 \cdot 0,22 \cdot 10^{-6}} = 50,78 \text{ МПа}$$

где « l – длина пролета между опорными изоляторами вдоль шинной конструкции, $l=0.95$ м» [1].

Таким образом, $\sigma_{расч} = 50.78 \text{ МПа} < \sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}$, следовательно, шины механически прочны.

2.6.3 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных и подвесных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов.

«Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин или токоведущих частей аппаратов на заземленных металлических или бетонных конструкциях, а также для крепления проводов воздушных линий на опорах.

Выбираем опорные изоляторы внутренней установки на напряжение $U_{\text{нн}}=10$ кВ, ИОС–10–2000 УХЛ, Т1, с минимальной разрушающей силой на изгиб $F_{\text{раз}}=80$ кН, высота изолятора $H_{\text{из}}=284$ мм» [4].

Выбор проходных изоляторов [2].

«Проходные изоляторы предназначены для проведения проводника сквозь заземленные кожухи трансформаторов и аппаратов, стены и перекрытия зданий.

Выбор проходных изоляторов на стороне НН.

По наибольшему току $I_{\text{max}}=5155,8$ А выбираем проходные изоляторы на напряжение $U_{\text{нн}}=10$ кВ, ИП–10/6300–4250 У2, с допустимым номинальным током $I_{\text{доп}}=6300$ А, с минимальной разрушающей силой на изгиб $F_{\text{разр}}=4250$ Н, длина изолятора $L_{\text{из}}=640$ мм» [4]

2.6.4 Выбор трансформаторов тока

«Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения» [1].

Выбор измерительных трансформаторов тока внутренней установки на стороне НН.

Расчетные токи продолжительного режима принимаем по таблице 5 ($I_{\text{норм}}=2577,9$ А; $I_{\text{max}}=5155,8$ А).

Выбираем «трансформатор тока внутренней установки с литой изоляцией ТШВ–15, $U_{\text{ном}}=15$ кВ, $I_{1\text{ном}}=6000$ А, $I_{2\text{ном}}=5$ А, $i_{\text{дин}}=100$ кА, $I_{\text{тер}}=60$ кА, $t_{\text{тер}}=3$ с, $Z_{2\text{ном}}=1,2$ Ом, $S_{2\text{ном}}=15$ ВА» [9].

Сравнение расчетных и каталожных данных приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Данные трансформаторов тока

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{ном}=15$ кВ
$I_{ном} \leq I_{1ном}; I_{max} \leq I_{1ном}$	$I_{max}=5155,8$ А	$I_{ном}=6000$ А
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y=77$ кА	$i_{дин}=100$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k=25,5$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=60^2 \cdot 3=10800$ кА ² ·с

«Определим вторичную нагрузку ТТ, для этого определяем подключения к нему измерительных приборов» [1] (таблица 7).

Таблица 7 – Вторичные нагрузки трансформатора тока

Приборы	Тип	Нагрузка фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик реактивной энергии	IEK STAR 128/1 C7	2,5	–	2,5
Счетчик активной энергии	Энергомера CE302-S33	2,5	–	2,5
Итого	–	6	–	5,5

Из таблицы видно, что более загружены трансформаторы тока фаз А и С.

«Общее сопротивление приборов» [1]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2}, \quad (69)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов при $r_{\text{п}} = 0,1$ Ом:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (70)$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом.}$$

«Для соединительных проводов принимаем кабель с алюминиевыми жилами, длиной 5 м, ТТ включены в неполную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$ » [9], тогда сечение ρ , вычисляют по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (71)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,86} = 0,285 \text{ мм}^2$$

Принимаем по условию прочности [12] контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм²:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (72)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{2,5} + 0,24 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом} \leq Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$$

2.6.5 Выбор трансформаторов напряжения и КРУН

«В цепи комплектного токопровода установлен трансформатор напряжения типа ЗНОЛ 06–10У3» [3]. Проверяем его по вторичной нагрузке. Подсчет нагрузки сведен в таблицу 8.

«Вторичная нагрузка ТН» [3]:

$$S_{2\text{сум}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (73)$$

$$S_{2\text{сумм}} = \sqrt{17^2 + 29,2^2} = 33,79 \text{ ВА.}$$

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип	S _{одной обмотки}	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая S	
							R, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	–
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Счетчик активной энергии	САЗ-Н361	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Счетчик реактивной энергии	СРЧ-И76	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Итого	–	–	–	–	–	4	17	29,2

Выбранный «трансформатор ЗНОЛ 06–10У3 имеет номинальную мощность 75 ВА, в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков. Таким образом, $S_{2\text{сумм}} = 33,79 < S_{\text{ном}} = 75$ ВА, трансформатор будет работать в выбранном классе точности» [3].

«Выбор КРУН на РУНН 10 кВ.

Число линий на РУ 10 кВ 24 штуки, пропускная способность одной линии 2,5 МВт. Определяю ток нормального режима и максимальный ток одной отходящей линии для выбора КРУН» [1]

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (74)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (75)$$

По формулам (58) и (59) определяем мощности нагрузок:

$$S'_{\text{макс}} \leq \frac{75}{0,7} = 107,14 \text{ МВА,}$$

$$S'_{нагр} = 0,5 \cdot 107,14 = 53,57 \text{ МВА.}$$

Тогда с учетом мощностей:

$$I_{норм} = \frac{53,57 \cdot 10^3}{24 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 123,7 \text{ А,}$$

$$I_{макс} = \frac{S_{нагр}}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{53,57 \cdot 10^3}{23 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 134,47 \text{ А.}$$

Предполагаю, «что одним КРУН будет вестись коммутация сразу трех отходящих линий. Находим максимальный ток протекающий по одной ячейке КРУН» [7]:

$$I_{макс.общ} = I_{макс} \cdot 3, \tag{76}$$

$$I_{макс.общ} = 134,47 \cdot 3 = 403,41 \text{ А.}$$

Выбираем КРУН К-49, « $U_{ном} = 10$ кВ, номинальный ток 1000 А, максимальное число и сечение силовых кабелей 4(3x240) мм², электродинамическая стойкость 51 кА, тип выключателя и привода ВКЭ-10 встроенный электромагнитный, номинальный ток отключения 31,5 кА.

В ячейке применяем трансформатор тока ТПЛК-10, $U_{ном} = 10$ кВ, номинальный ток первичной обмотки 1000 А, ток электродинамической стойкости 74,5 кА, может работать в классе точности 0,5» [6].

2.7 Система оперативного тока

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) представляет собой комплекс, который необходим для обеспечения электропитания устройств

релейной защиты и автоматики (РЗА), а также для питания приводов выключателей, систем телемеханики и связи и других подобных систем. СОПТ, по сути, обеспечивает «энергией все цифровые устройства и коммутационные аппараты на любой подстанции, где применяется постоянный оперативный ток» [23].

Преимущества постоянного оперативного тока:

- гарантия отключения выключателя: использование постоянного оперативного тока обеспечивает надежное и гарантированное отключение выключателей при необходимости;
- независимость подстанции при отключении: подстанция способна функционировать автономно до двух часов при полном отключении внешнего электропитания, что позволяет продолжать передачу данных и управление выключателями без подачи внешнего напряжения;
- унификация системы электропитания: единая система электропитания для подстанций напряжением 110/35/6 кВ является крайне важной для обеспечения надежности и устойчивости работы на крупных энергетических объектах;
- упрощение согласования защитных аппаратов: в сети оперативного тока можно легко согласовать защитные устройства благодаря точно известным параметрам аккумуляторов, расчетным токам короткого замыкания и нагрузкам. Это позволяет эффективно выбирать селективные защитные аппараты для цепей распределения оперативного тока;
- автоматический контроль сопротивления изоляции: «постоянный оперативный ток позволяет реализовать автоматический контроль сопротивления изоляции и обнаружение поврежденных фидеров в системах электропитания крупных подстанций» [23], что является крайне важным для поддержания их надежности и безопасности.

Недостатки постоянного оперативного тока:

- высокая стоимость системы: создание, установка и поддержание системы оперативного постоянного тока требует значительных финансовых затрат, что делает её более дорогостоящей в сравнении с другими системами;
- замена аккумуляторных батарей: аккумуляторные батареи, которые являются важной частью системы, требуют регулярной замены каждые 5–10 лет, что зависит от условий эксплуатации и качества самих батарей. Это означает, что система требует не разовых, а периодических значительных инвестиций для поддержания своей работоспособности.

Для сравнения, ситуация с переменным оперативным током представляет собой противоположный случай с иными преимуществами и недостатками

Состав системы оперативного постоянного тока (СОПТ) [27].

Простое решение для подстанций – для подстанций напряжением 6–35 кВ, имеющих от 2 до 24 ячеек, наиболее простым и эффективным решением является использование обычной подстанции. Ограничение на количество ячеек обусловлено емкостью применяемых аккумуляторных батарей, которые можно разместить в составе одного шкафа. Также важно учитывать количество коммутационных аппаратов и особенности распределения электропитания от шкафа СОПТ до всех потребителей.

В данном случае, обычно предлагается использовать шкаф оперативного тока ШОТ–МТ–1 (рисунок 5), который включает в себя два зарядно–подзарядных устройства (ЗПУ) LAUREL, одно из которых основное, а другое резервное. Питание от ЗПУ передается в сторону аккумуляторной батареи, а затем энергия направляется на систему распределения оперативного тока через автоматические выключатели.

Каждое предлагаемое решение может быть дополнено рядом опций, с которыми можно ознакомиться на нашем официальном сайте. Отдельного внимания заслуживает система мониторинга аккумуляторных батарей РЕПЕЙ, имеющая большое количество положительных отзывов среди потребителей данной продукции.

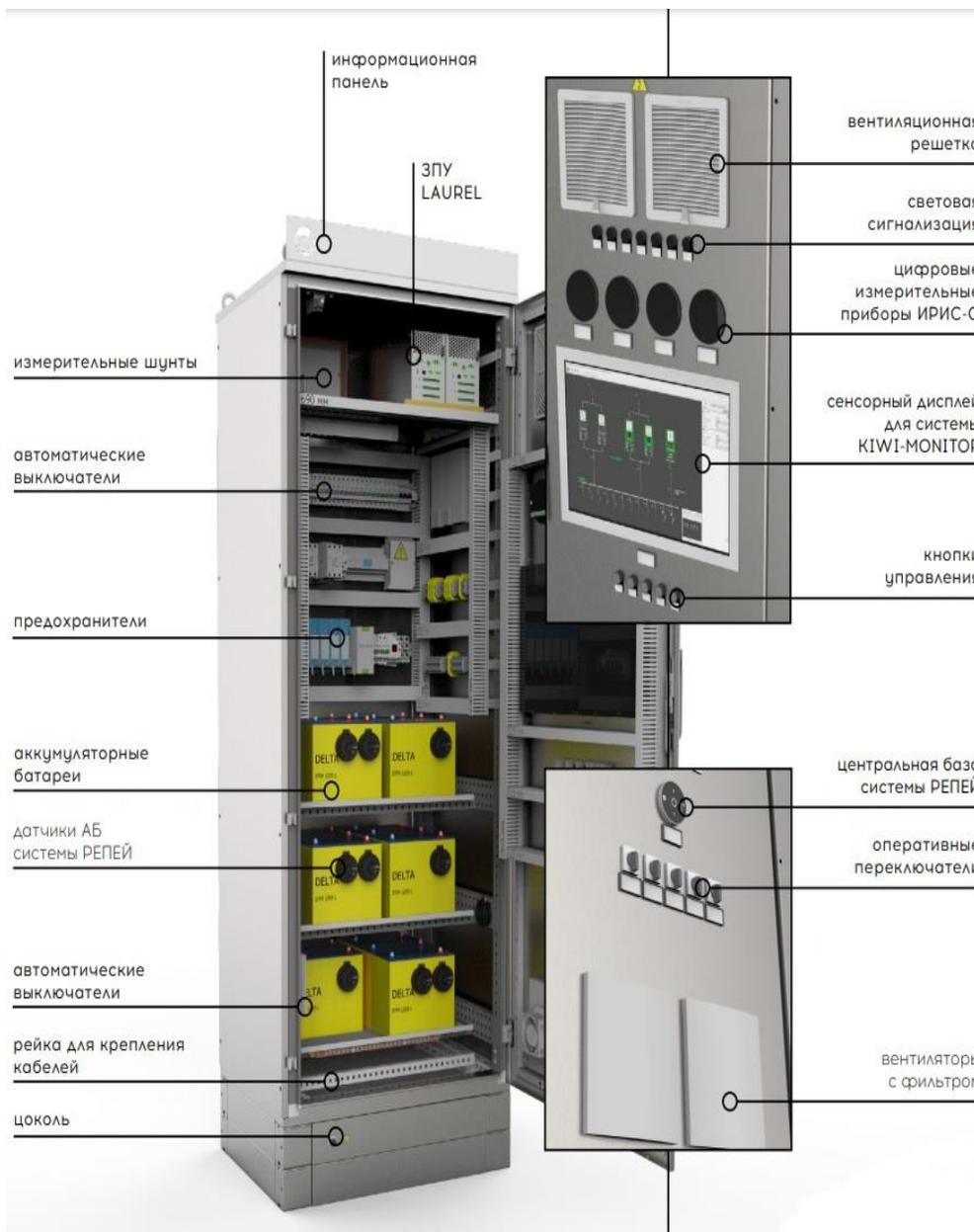


Рисунок 5 – Шкаф оперативного тока

2.8 Релейная защита и автоматика

Устройства релейной защиты трансформатора или автотрансформатора 110–220 кВ могут содержать обширный «набор функциональных возможностей:

- газовую защиту (ГЗ);
- ненаправленную максимальную токовую защиту (МТЗ) с комбинированным пуском по напряжению (КПН);
- токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП);
- токовую защиту обратной последовательности (ТЗОП);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- защиту от перегрузки (ЗП);
- защиту минимального напряжения (ЗМН);
- защиту от повышения напряжения (ЗПН);
- блокировку при неисправностях в цепях напряжения (БНН);
- блокировку при длительном отсутствии напряжения (БДОН);
- защиту электромагнитов включения и отключения выключателя, защиты от неполнофазного режима (ЗНР) и непереключения фаз (ЗНФ);
- автоматику управления выключателем (АУВ);
- контроль времени включения и отключения выключателя;
- модуль контроля ресурса выключателя (МКРВ);
- фильтр напряжений симметричных составляющих (ФСС U);
- фильтр напряжения обратной последовательности (ФНОП);
- фильтр токов симметричных составляющих (ФСС I);
- расчет действующего значения тока (RMS)» [23].

Рассмотрим подробнее две основных из них.

Газовая защита (ГЗ).

Функциональный блок ГЗ приведен на рисунке 6, его возможная реализация приведена на рисунке 7, уставки в таблице 9.

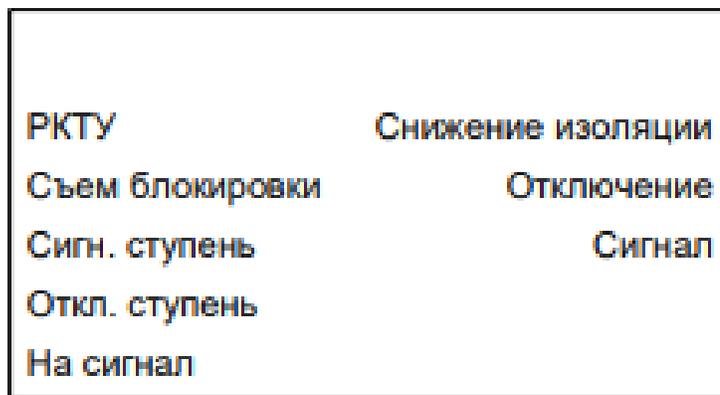


Рисунок 6 – Функциональный блок ГЗ

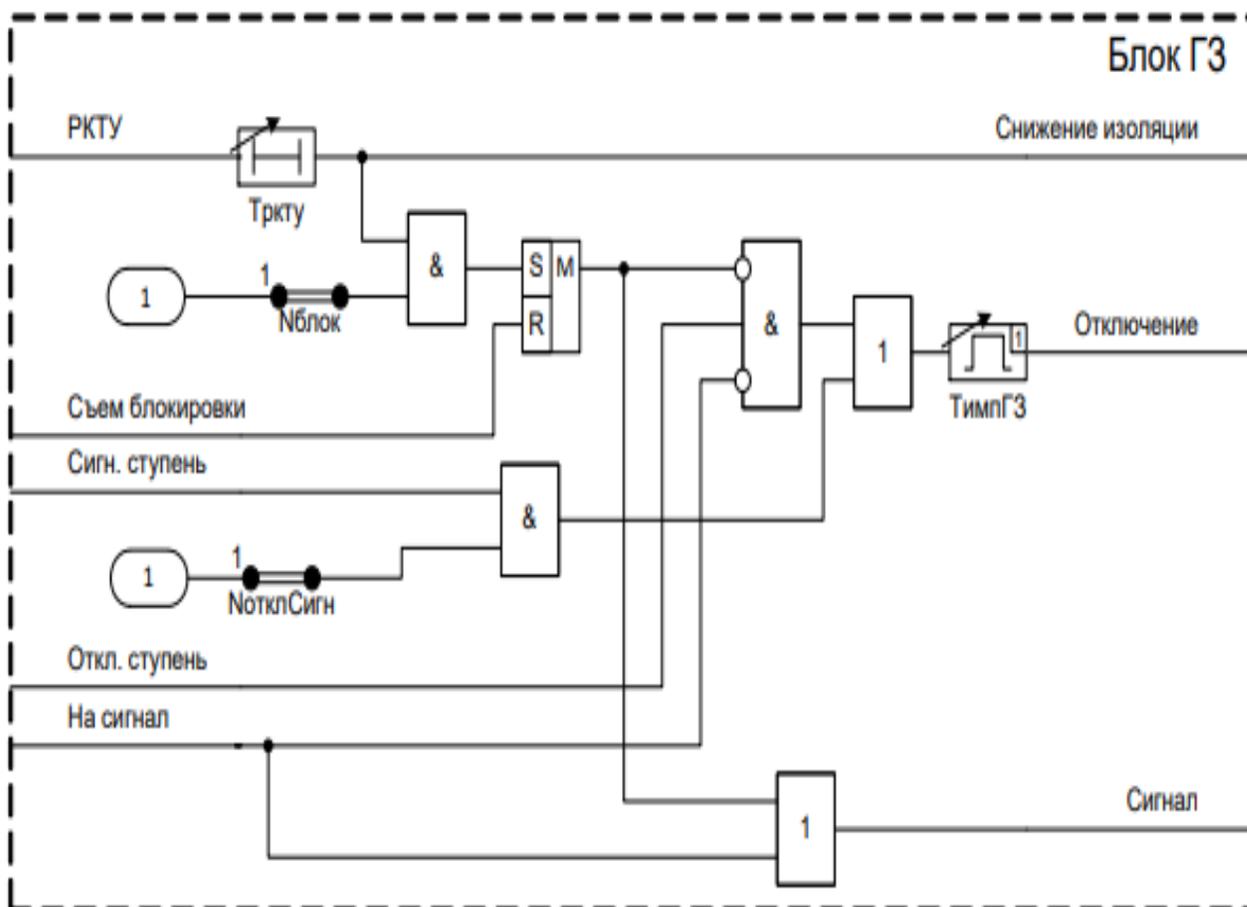


Рисунок 7 – Реализация программного модуля ГЗ

Таблица 9 – Уставки ГЗ

Наименование уставки	Обозначение	Диапазон регулирования	Значение по умолчанию
Автоматический запрет действия отключающей ступени ГЗ (0 – нет, 1 – да)	Нблок	–	0
Ввод действия сигнальной ступени ГЗ на отключение (0 – нет, 1 – да)	НотклСигн	–	0
ВВС блокировки ГЗ от РКТУ, мс	Тркту	от 0 до 30000 (шаг 1)	3000
Минимальная длительность отключения от ГЗ, мс	ТимпГЗ	от 0 до 30000 (шаг 1)	100

Газовая защита (ГЗ) предназначена для защиты от внутренних повреждений в кожухе, которые сопровождаются выделением газа [30]. ГЗ подключается к цепям РКТУ, а также к отключающему и сигнальному элементам газового реле, которое представляет собой реле давления. При срабатывании, ГЗ отключает выключатели всех сторон защищаемого элемента с запретом автоматического повторного включения (АПВ), а также запускает устройство релейной отсечки выключателя (УРОВ), от которого осуществляется питание.

Отключающая ступень может быть оперативно переведена на сигнализацию с помощью переключателя, который создаёт логический сигнал «На сигнал». Отключающая ступень может автоматически переходить на сигнализацию при обнаружении снижения изоляции её цепей, что контролируется по сигналу от РКТУ в составе шкафа. Перевод на сигнализацию и сигнализация о снижении изоляции осуществляются с выдержкой времени, обозначенной как «Т_{ркту}». Блокировка действия отключающей ступени ГЗ выполнена с запоминанием в постоянном запоминающем устройстве (ПЗУ) с

использованием RS–триггера. Для ввода ступени в действие необходимо снять блокировку ГЗ.

«Автоматический запрет действия отключающей ступени ГЗ может быть введен с помощью программной накладки $N_{\text{блок}}$, если установить её в положение 1 – да. Сигнальная ступень ГЗ, как правило, действует только на сигнализацию, однако она может быть переведена на отключение с помощью программной накладки $N_{\text{отклСигн}}$, если установить её в положение 1 – да. В этом случае действие сигнальной ступени становится аналогичным действию отключающей ступени. Примечание: Логика работы ГЗ терминала может быть изменена в соответствии с доступными сигналами ГЗ» [20].

Максимальная токовая защита (МТЗ) [29].

Функциональный блок МТЗ приведен на рисунке 8, его реализация приведена на рисунке 9.

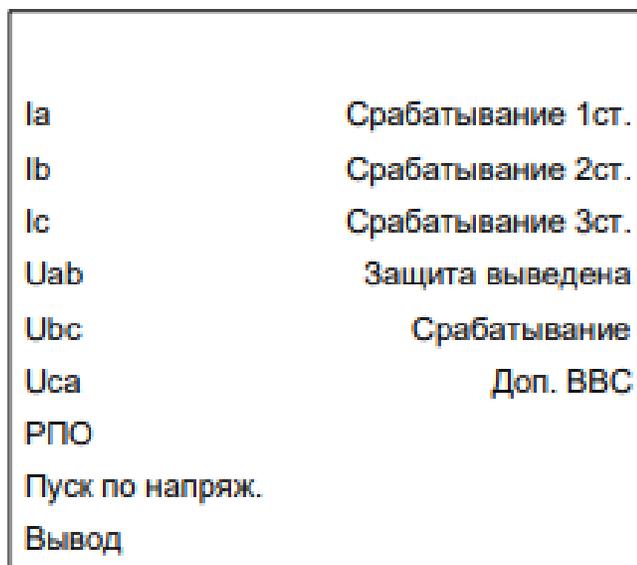


Рисунок 8 – Функциональный блок МТЗ

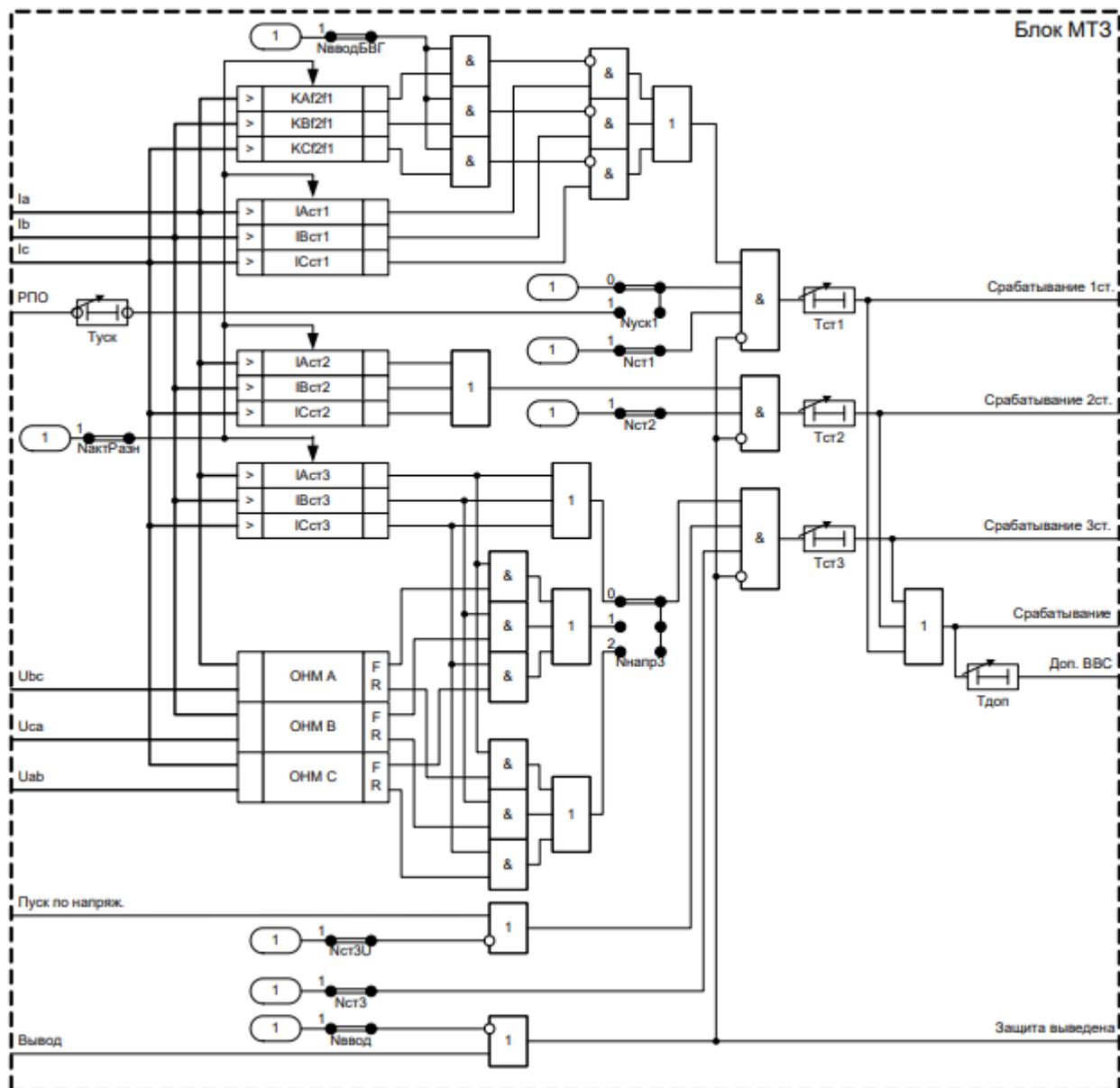


Рисунок 9 – Реализация программного модуля МТЗ

МТЗ «предназначена для резервирования основных защит элемента (силового трансформатора, токоограничивающего реактора, вольтодобавочного трансформатора и др.) и защиты от длительного протекания токов внешних замыканий. Подключается к вторичным цепям ИТТ защищаемого элемента. МТЗ, как правило, действует на отключение защищаемого элемента с запретом АПВ и пуском УРОВ, а также на отключение питаемых присоединений с

возможностью АВР. Модуль МТЗ содержит три ступени. Уровень срабатывания ИО тока первой, второй и третьей ступени регулируется уставками « $I_{ст1}$ », « $I_{ст2}$ », « $I_{ст3}$ » соответственно. Первая ступень выполнена с возможностью блокировки по второй гармонике. Блокировка по второй гармонике в каждой фазе реагирует на отношение уровня тока второй гармоники (100 Гц) к уровню тока основной гармоники (50 Гц) и вводится в работу при уровне основной гармоники выше 15 % от $I_{ном}$ » [18]. Уровень срабатывания ИО тока блокировки по второй гармонике регулируются уставкой « K_{f2f1} ». Блокировка по второй гармонике может быть выведена программной накладкой « $N_{вводБВГ}$ ». Первая ступень выполнена с возможностью автоматического ускорения. Режим работы первой ступени определяется программной накладкой « $N_{уск1}$ », позволяющей выполнить ступень с автоматическим ускорением либо без него. Уставка « $N_{актРазн}$ » позволяет перевести ИО в режим работы по расчетной разности токов фаз.

«Третья ступень выполнена с возможностью контроля сигнала пуска по напряжению и контроля направления протекания мощности КЗ. Режим работы третьей ступени определяется программной накладкой « $N_{ст3U}$ », позволяющей выполнить ступень с пуском по напряжению либо без него. Контроль направления протекания мощности КЗ осуществляется тремя ИО направления мощности, включенными по девятиугольной схеме. Каналы фаз А, В, С используют для работы токи и соответствующие междуфазные напряжения основной гармоники (I_a и U_{bc} – канал фазы А, I_b и U_{ca} – канал фазы В, I_c и U_{ab} – канал фазы С). Для корректной работы ОНМ осуществляется контроль уровней тока и напряжения. Ток точной работы и напряжение точной работы ОНМ составляют 5 % от соответствующих номинальных величин. ОНМ правильно определяет направленность при всех несимметричных замыканиях, а также при симметричных замыканиях, когда напряжение имеет значительный уровень. За положительное направление выбрано направление «в объект». Режим работы ОНМ может быть выбран при помощи программной накладки « $N_{напр3}$ »,

позволяющей выбрать направление контроля мощности, а также вывести из работы ОНМ. Угол максимальной чувствительности ОНМ задается уставкой « $\Phi_{мч}$ ». Время срабатывания ступеней регулируется уставками « $T_{ст1}$ », « $T_{ст2}$ », « $T_{ст3}$ », как показано в таблице 10. Первая ступень выполнена с возможностью автоматического ускорения, время ввода которого регулирует уставка « $T_{уск}$ ». В случае если срабатывание ступени не привело к снятию соответствующих пусковых условий, то по истечению выдержки времени, которая регулируется уставкой « $T_{доп}$ », сформируется команда на отключение поврежденного элемента со всех сторон» [8]. Ступени вводятся в работу накладками « $N_{ст}$ ».

Таблица 10 – Уставки МТЗ

Наименование уставки	Обозначение	Диапазон регулирования	Значение по умолчанию
Уставка блокировки первой ступени по второй гармонике, %	K_{f2f1}	от 20 до 100 (шаг 1)	100
Ток срабатывания первой ступени, % от $I_{ном}$	$I_{ст1}$	от 20 до 3000 (шаг 1)	100
Ток срабатывания второй ступени, % от $I_{ном}$	$I_{ст2}$	от 5 до 3000 (шаг 1)	100
Ток срабатывания третьей ступени, % от $I_{ном}$	$I_{ст3}$	от 5 до 3000 (шаг 1)	100
Угол максимальной чувствительности ОНМ, градус	$\Phi_{мч}$	от 0 до 90 (шаг 1)	0
Ввод первой ступени (0 – нет, 1 – да)	$N_{ст1}$	–	0
Ввод блокировки по второй гармонике (0 – нет, 1 – да)	$N_{вводБВГ}$	–	0
Ввод автоматического ускорения первой ступени (0 – нет, 1 – да)	$N_{уск1}$	–	0
ВВС первой ступени, мс	$T_{ст1}$	от 0 до 30000 (шаг 1)	3000
Время ввода автоматического ускорения, мс	$T_{уск}$	от 0 до 30000 (шаг 1)	3000

Рассмотренные виды защит реализованы во многих устройствах РСЗиА. Выбираем одно из них – Терминал резервных защит трансформатора или автотрансформатора и автоматики управления выключателем 110–220 кВ типа «ТОР 300 РЗТ 52Х» [28]

2.9 Центральная сигнализация

Аварийное и предупредительное оповещение о неисправностях в работе энергообъекта является важной задачей, от выполнения которой зависит скорость реагирования и соответственно решения возникшей проблемы. Кроме того, важно грамотное использование световой и звуковой сигнализации для разграничения степени серьезности ситуации.

Применение и функциональность

На шкафу сигнализации располагается светозвуковая сигнальная арматура различного назначения и цвета. Для сигнализации об аварийных ситуациях обычно используются лампы красного цвета, а для предупредительной – желтого. Звуковые оповещатели, установленные в шкафу, могут иметь различную конфигурацию, например, со встроенным световым сигналом или без него.

Одним из важнейших узлов шкафа сигнализации является терминал для сбора данных, который осуществляет включение световой и звуковой арматуры. Для организации моргания и звуковой сигнализации с прерыванием используются импульсные реле.

Шкафы центральной сигнализации для электростанций выполняют следующие функции:

- сбор аварийных и предупредительных сигналов с контролируемых объектов;
- регистрация и расшифровка сигналов;

- управление световой и звуковой сигнализацией;
- архивирование информации об аварийных событиях;
- обмен данными с другими системами;
- контроль исправности собственных систем.

Выбираем шкаф центральной сигнализации Ш2600 15.510 производства ООО «Релематика». Внешний вид шкафа на рисунке 10 [24].



Рисунок 10 – Шкаф центральной сигнализации Ш2600 15.510

По умолчанию шкаф содержит «следующие функции:

- прием токов по трем шинкам групповой аварийной сигнализации (АС);
- прием токов по трем шинкам групповой предупредительной сигнализации (ПС);
- контроль исправности шинок групповой сигнализации;
- обнаружение сигналов на шинках групповой АС и ПС;

- формирование сигналов звуковой АС и ПС;
- прием 80 дискретных сигналов с действием на АС, ПС или местную сигнализацию;
- контроль напряжения шинок сигнализации и мигания;
- местную сигнализацию» [24].

Выводы по разделу 2.

Выбранное электрооборудование для модернизации подстанции полностью соответствует предъявляемым требованиям, обеспечивая при этом соответствие токовым нагрузкам и гарантируя непрерывное электроснабжение даже при высоких нагрузках.

Использование современных цифровых устройств в проектировании релейной защиты трансформатора позволяет значительно улучшить эксплуатационные характеристики, что включает в себя такие аспекты, как повышенная надежность, быстродействие и непрерывный автоматический контроль с самодиагностикой. Низкое энергопотребление от измерительных трансформаторов тока и напряжения обеспечивает более экономичное использование ресурсов, а также способствует общей энергоэффективности системы.

Возможность регистрации параметров аварийных режимов в памяти цифровых реле позволяет проводить более детальный анализ и последующую оптимизацию работы системы. Реализация более сложных и усовершенствованных алгоритмов защиты и управления энергетическими объектами упрощает настройку и эксплуатацию, а также обеспечивает дополнительные сервисные функции, что значительно повышает общую надежность системы.

3 Охрана труда и техника безопасности на подстанции

3.1 Охрана труда для обслуживающего персонала подстанции

Оперативное обслуживание и осмотр электроустановок должны выполнять работники субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), уполномоченные субъектом электроэнергетики (потребителем электрической энергии) на осуществление в установленном порядке действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств с правом непосредственного воздействия на органы управления оборудования и устройств релейной защиты и автоматики при осуществлении оперативно–технологического управления, в том числе с использованием средств дистанционного управления, на принадлежащих такому субъекту электроэнергетики (потребителю электрической энергии) на праве собственности или ином законном основании объектах электроэнергетики (энергопринимающих установках), либо в установленных законодательством случаях – на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, принадлежащих третьим лицам, а также координацию указанных действий (далее – оперативный персонал), или работники из числа ремонтного персонала с правом непосредственного воздействия на органы управления оборудованием и устройств релейной защиты и автоматики, осуществляющие оперативное обслуживание закрепленных за ними электроустановок (далее – оперативно–ремонтный персонал). В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности (далее – группа) IV, остальные работники в смене – группу III.

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

Вид оперативного обслуживания электроустановок, а также число работников из числа оперативного персонала в смене устанавливается ОРД организации или обособленного подразделения

3.2 Электробезопасность при выполнении ремонта электрооборудования подстанции

Электробезопасность обеспечивается [26]:

- знание ПТБ и ПТЭ;
- присвоение квалификационной группы по безопасности с 1 по 5 группы;
- знание межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- инструкция по техническому обслуживанию и ремонту оборудования подстанций;
- правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- структуру службы электрификации и электроснабжения по охране труда. В службе электрификации и электроснабжения вопросы охраны труда ведет инженер по охране труда.

Выводы по разделу 3.

Выполнение требований по технике безопасности и охране труда позволяет избежать возникновения несчастных случаев на производстве и сохранить здоровье работающих.

Заключение

В данной бакалаврской работе представлен проект модернизации подстанции ПС 220 кВ «Левобережная».

Реконструкция подстанции необходима по многим причинам, главными из которых являются моральный и физический износ установленного электрооборудования, в том числе и силовых масляных трансформаторов, один из которых работает с момента открытия подстанции. Модернизация позволит не только повысить мощность ПС, но и обеспечить ее безаварийную эксплуатацию.

В результате комплексной реконструкции подстанции установленная мощность энергообъекта увеличилась на 40%. Это позволяет повысить надежность электроснабжения левобережной части Красноярска и обеспечить энергией новых потребителей, в том числе спортивные и социальные объекты, которые планируется построить до 2030 года. Объем инвестиций составляет около 5 млрд рублей.

При реконструкции установлены два новых автотрансформатора 220 кВ мощностью по 200 МВА и два новых силовых трансформатора 110 кВ — по 40 МВА. За счет модернизации мощность подстанции увеличилась на 200 МВА – до 680 МВА, что сравнимо с электропотреблением 300–400 многоэтажных жилых домов. Впервые в электросетевом комплексе Красноярска смонтированы комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией 110 и 220 кВ. Их оборудование более экологично и пожаробезопасно.

В третьем разделе сформированы требования по технике безопасности и охране труда, что позволит избежать возникновения несчастных случаев на производстве и сохранить здоровье работающих.

Список используемых источников

1. Выбор электрооборудования при проектировании трансформаторных подстанций среднего/низкого напряжения [Электронный ресурс] : URL: <https://library.e.abb.com/public/79283119d0fc452aaf60d933850b7422/QT2%20.pdf> (дата обращения: 13.02.2024 г).

2. Диагностика и вывод на режим проходных изоляторов. Информация об изделии [Электронный ресурс] : URL: <https://library.e.abb.com/public/9f93a16e57194d368561c527acb054b1/2750%20515-142%20ru%20Rev%201.pdf> (дата обращения: 07.03.2024 г).

3. Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ(П)–НТЗ 6–35 кВ классов точности 0,2–0,5 [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Энергомаркет» URL: <https://resursenergосnab.ru/vysokovoltное-oborudovanie/izmeritelnye-transformatory-toka-napryazheniya/znol-znolp-ntz-6-10-20-35/> (дата обращения: 16.02.2024 г).

4. Инструкция по выбору изоляции электроустановок РД 34.51.101 [Электронный ресурс] : URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/9/9919/index.htm> (дата обращения: 13.02.2024 г).

5. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений И–34–70–030 [Электронный ресурс] : URL: https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13922.htm (дата обращения: 06.03.2024 г).

6. Комплектные распределительные устройства КРУ К–49 [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Казэлектроснаб» URL: <https://iicom.kz/production/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva-kru-k-49/> (дата обращения: 11.02.2024 г).

7. КРУС–СЭЩ–75 6, 10 кВ [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Электрощит Самара» URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye->

raspredelitelnye-ustroystva/krus-seshch-75-6-10-kv/ (дата обращения: 11.02.2024 г).

8. Микропроцессорные блоки серии БЭМП РУ [Электронный ресурс] : Официальный сайт «ЧЗАЗ» URL: <https://www.cheaz.ru/products/rpd/bemp-ru.html> (дата обращения: 19.03.2024 г).

9. Описание типа средства измерения. Трансформаторы тока ТШВ 15, ТШВ 15Б [Электронный ресурс] : URL: <https://www.ktopoverit.ru/prof/opisanie/5719-15.pdf> (дата обращения: 13.02.2024 г).

10. Определение капиталовложений и ежегодных издержек при проектировании электрических сетей [Электронный ресурс] : Информационный портал «ECON» URL: <https://econ.bobrodobro.ru/59824> (дата обращения: 09.03.2024 г).

11. Определение приведенных затрат электрической сети [Электронный ресурс] : Информационный портал «Электростанции» URL: <http://elektro-dox.ru/proekt/32.html> (дата обращения: 22.03.2024 г).

12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии. ПТЭЭП с изменениями 2022 г. [Электронный ресурс] : URL: <https://tech-expo.ru/articles/pravila-pteep/> (дата обращения: 13.02.2024 г).

13. ПС 220 кВ Левобережная [Электронный ресурс] : Официальный сайт АО «УЭСК» URL: <https://www.uraless.com/projects/zavershennye-obekty/ps-500-kv-levoberezhnaya/> (дата обращения: 06.05.2024 г.)

14. Распредустройство низкого напряжения типа РУНН [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Websor Group» URL: <https://websor.ru/oborudovanie-i-materialy/elektroshhitovoe-oborudovanie/runn/> (дата обращения: 06.02.2024 г).

15. Расчет силового трансформатора [Электронный ресурс] : Информационный портал «В помощь радиолюбителю» URL: <https://radioson-net.narod.ru/page10.htm> (дата обращения: 10.02.2024 г)

16. Расчет электрической мощности трансформаторной подстанции [Электронный ресурс] : Информационный портал «Studbooks.net» URL: https://studbooks.net/1831953/matematika_himiya_fizika/raschet_moschnosti_transformatornoy_podstantsii (дата обращения: 10.02.2024 г)

17. Расчет электрической нагрузки [Электронный ресурс] : Информационный портал «Школа для электрика» URL: <https://electricalschool.info/main/elsnabg/1162-raschet-jelektricheskikh-nagruzok.html> (дата обращения: 12.01.2024 г)

18. Сайт баталова Р.С., Варламов Н.И. Практические методы расчета токов короткого замыкания [Электронный ресурс] : URL: https://lib.kgeu.ru/irbis64r_15/scan/10%D1%8D%D0%BB.pdf (дата обращения: 13.02.2024 г).

19. Способы определения ударного коэффициента и соответственно ударного тока короткого замыкания [Электронный ресурс] : Информационный портал «OzLib.com» URL: https://ozlib.com/855813/tehnika/sposoby_opredeleniya_udarnogo_koeffitsienta_sootvetstvenno_udarnogo_toka_korotkogo_zamykaniya (дата обращения: 19.03.2024 г).

20. Терминал резервных защит трансформатора или автотрансформатора и автоматики управления выключателем 110–220 кВ типа «ТОР 300 РЗТ 52Х» [Электронный ресурс] : URL: <https://relematika.ru/upload/iblock/342/210329%20%D0%A0%D0%AD2%20%D0%A2%D0%9E%D0%A0%20300%20%D0%A0%D0%97%D0%A2%2052X%20r6%20v21.1.pdf> (дата обращения: 06.02.2024 г).

21. Технико–экономический расчет трансформаторных подстанций [Электронный ресурс] : Информационный портал «StudFile.net» URL: <https://studfile.net/preview/4617227/page:8/> (дата обращения: 20.01.2024 г)

22. Трансформатор ТДЦ–63000/110–6–10 У1 [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Элкаб Транс» URL: <https://elkabtrans.ru/catalog/tm/tm-4000-35-6-10-u1/4> (дата обращения: 11.02.2024 г)

23. Федотов В.П. Проектирование микропроцессорных защит элементов электрических сетей напряжением 110–220 кВ : учебно–методическое пособие. URL: https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/58917/4/978-5-7996-2263-3_2018.pdf (дата обращения: 02.02.2024 г).

24. Ш2600 15.510 – шкаф центральной сигнализации [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Релематика» URL: <https://relematika.ru/products/tsentralnaya-signalizatsiya/shkaf-tsentralnoy-signalizatsii-tipa-sh2600-15-510/> (дата обращения: 19.03.2024 г).

25. Элегазовые выключатели: плюсы и минусы эксплуатации [Электронный ресурс] : Информационный портал «Школа для электрика» URL: <https://electricalschool.info/main/visokovoltny/839-jelegazovye-vykljuchateli-pljusy-i.html> (дата обращения: 06.04.2024 г).

26. An Introduction to Electrical Safety: Substations and Switchgears [electronic resource] : URL: <https://www.cedengineering.com/userfiles/An%20Introduction%20to%20Electrical%20Safety%20-%20Substations%20and%20Switgears%20R1.pdf> (дата обращения: 22.04.2024 г).

27. DC Distribution in a Substation: Easy Learning (2024) [electronic resource] : URL: <https://nirvaana.co.in/dc-distribution-in-a-substation/#:~:text=DC%20supply%20system%20in%20a,also%20has%20boost%20charging%20function> (дата обращения: 20.04.2024 г).

28. On issue of reconstruction at central distribution substation by example of one of plants of Chelyabinsk region [electronic resource] : URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/327/3/032013/pdf> (дата обращения: 07.04.2024 г).

29. Overcurrent Protection of Transformer (NEC 450.3) [electronic resource] : URL: <https://electrical-engineering-portal.com/overcurrent-protection-transformer-nec-450-3> (дата обращения: 19.04.2024 г).

30. The Purpose of Transformer Gas Relay [electronic resource] : URL: <https://electrical-engineering-portal.com/purpose-of-transformer-gas-relay> (дата обращения: 09.04.2024 г).