

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 «Лазурная» Приморского края

Обучающийся

Н. А. Преснов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В. И. Платов

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

Тольятти 2025

Аннотация

Целью представленного исследования является проектирование модернизации электротехнического оборудования трансформаторной подстанции 110 кВ «Лазурная». В исследовании реализован подход к реконструкции узлов подстанции 110/35/6 кВ, который удовлетворяет существующим регламентам и стандартам промышленной безопасности, отвечает критериям надежности и качества в системах электроснабжения.

Изучение предмета коснулось ключевых аспектов функционирования системы электроснабжения, преимущественно трансформаторной подстанции «Лазурная» и сопряженных с ней электрических линий, которые играют важную роль в обеспечении энергетического режима.

В составе ДРСК РусГидро подстанция «Лазурная» представляет собой значимый энергетический узел. Проект модификации этой подстанции направлен на повышение ее эксплуатационных параметров, что несомненно окажет положительное влияние на стабильность энергетического обеспечения региона.

В процессе проектирования был решен ряд задач. В частности, с применением расчетных методик были установлены параметры и значения электрических нагрузок, произведен выбор типа и количества трансформаторов. Также был произведен расчет токов короткого замыкания для последующего выбора необходимого коммутационного оборудования.

ВКР содержит 74 с., 10 рисунков, 19 таблиц, 22 источника, 6 чертежей.

Содержание

Введение	4
1 Общие сведения о подстанции, определение целей и задач реконструкции .	6
1.1 Характеристика системы электроснабжения Приморского края, сведения о ПС 110 кВ Лазурная, анализ ее состояния	6
1.2 Определение целей и задач реконструкции	10
2 Разработка предложений по реконструкции подстанции.....	13
2.1 Расчет электрических нагрузок	13
2.2 Выбор схемы главных электрических соединений.....	15
2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов	21
2.4 Расчет токов короткого замыкания	27
2.5 Выбор основного оборудования ПС	34
2.6 Выбор схемы системы собственных нужд	42
2.7 Релейная защита и автоматика проектируемой подстанции	46
3 Обеспечение безопасности эксплуатации ПС и экономический анализ проекта	55
3.1 Разработка системы освещения	55
3.2 Экономическая оценка проекта	66
Заключение	70
Список используемых источников	73

Введение

Данная работа акцентирует внимание на вопросе, имеющем первостепенное значение для энергетической инфраструктуры настоящего времени – модернизации ключевого энергетического узла, подстанции на 110 кВ.

В ситуации, когда наблюдается устойчивое возрастание потребления электроэнергии и нарастание динамики развития технологических инноваций, ключевая роль предоставляется обновлению основополагающих элементов электроэнергетики.

Это служит залогом для обеспечения надежного и устойчивого развития структуры распределения электричества. В таком контексте, подстанции 110 кВ становятся критически важными компонентами, обеспечивающими не только трансформацию, но и последующую транспортировку электроэнергетических ресурсов на значительные расстояния.

Поднимаемый вопрос остается актуален и его значимость усиливается с учетом необходимости повышения эффективности и надежности работы общей энергетической сети.

«Такие мероприятия имеют стратегическое значение для экономического роста и для совершенствования жизненных стандартов населения. Процесс модернизации подразумевает не только обновление электротехнического оснащения подстанции, но и адаптацию его к текущим стандартам безопасности и экологическим нормам, что предъявляет высокие требования к качеству выполнения таких работ» [22]

«В ходе разработки проектной документации проводится тщательный анализ новейших технологий и методик, целью которых является усовершенствование процессов распределения энергии, минимизация потенциальных рисков, связанных с процессом жизненного цикла энергетических установок» [11].

В двух аспектах выбранный объект исследования носит весомое значение: теоретическом и практическом. Успешная реконструкция подстанции 110 кВ влияет на укрепление всей энергетической системы, повышает ее работоспособность и способствует энергетической безопасности населенных пунктов, гарантируя надежное электроснабжение для пользователей различных категорий.

Данная тема приобретает значимую актуальность еще и в связи с общим вектором политики развития Дальнего Востока.

Общие сведения о подстанции, определение целей и задач реконструкции, место ПС 110 кВ Лазурная в структуре системы электроснабжения Приморского края приведены в следующем разделе выпускной квалификационной работы.

1 Общие сведения о подстанции, определение целей и задач реконструкции

1.1 Характеристика системы электроснабжения Приморского края, сведения о ПС 110 кВ Лазурная, анализ ее состояния

Приморский край, являясь частью Российской Федерации, занимает уникальное географическое положение в составе Дальневосточного Федерального округа, расположенного на самом юго-восточном крае страны. Этот регион граничит с территориями ключевых государств Северо-Восточной Азии, обеспечивая стратегическую важность для российской международной политики и экономики.

Приморье занимает береговую линию, которая простирается вдоль Японского моря, окаймляющего его с восточной и юго-восточной частей. Оно примыкает к Хабаровскому краю с северной стороны, Китайской Народной Республике на западе, а также граничит с Корейской Народной Демократической Республикой на юго-западном направлении, что выполняет функцию важного соединительного звена с азиатскими странами.

Край занимает площадь в 164 672 квадратных километров, что составляет чуть меньше одного процента (0,97%) от общей территории России. Максимальная длина края в направлении с севера на юг достигает 900 километров, а с запада на восток – 430 километров.

Климат в регионе меняется от суровый зимних -44°C до умеренных $+2^{\circ}\text{C}$ в январе, и от прохладных $+4^{\circ}\text{C}$ до жарких $+35^{\circ}\text{C}$ в июльский период.

Столицей и административным центром Приморского края является портовый город Владивосток.

Приморский край акцентирует внимание на различных видах экономической активности, включая сферы транспорта, связи, оптово-розничную торговлю, а также операции с недвижимостью.

Регион выделяется разнообразием промышленных отраслей: от пищевой промышленности и электроэнергетики до угольной индустрии, машиностроения, судоремонта, горнодобывающей промышленности, рыбной и лесной промышленности, включая деревообработку.

Аграрный сектор Приморского края активно разрабатывается по всей его территории, с особо интенсивным земледелием в южных и юго-западных зонах, где климат способствует успешному выращиванию широкого спектра сельскохозяйственных культур.

Факторы, играющие ключевую роль в экономическом развитии и планировании территориального устройства Приморского края, включают в себя следующие аспекты:

- выгодное экономическое и географическое положение, преимущественно в сфере транспортной логистики;
- важность геополитических и международно-экономических аспектов;
- богатство природных ресурсов;
- наличие развитой инфраструктуры в областях транспорта и энергетики.

Большая часть жителей сконцентрирована в южной зоне Приморья, которая примечательна своим комфортабельным климатом, наличием ледостойкого водного бассейна с богатыми биоресурсами, высокой плотностью инфраструктуры и присутствием уважаемых научных институтов.

«Энергетическая система региона является частью Восточной энергетической системы (ОЭС Востока), базируется в пределах края и входит в операционную зону Приморского филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы» («СО ЕЭС»). [22]

Взаимосвязь энергосистемы Приморского края с энергетическими системами Хабаровского края и Еврейской автономной области обеспечивается за счет одной линии электропередачи (ВЛ) 500 кВ, трех ВЛ 220 кВ, и одной ВЛ 110 кВ [22].

Примерно 75% территории Приморского края и 98% его населения обеспечивается благодаря централизованной электросети. Однако, небольшие поселения, расположенные в удаленных северных районах с ограниченным потреблением электричества, получают электроэнергию от самостоятельных дизельных электростанций.

Ключевые участники электроэнергетического сектора Приморского края перечислены ниже:

- региональная диспетчерская служба Приморского края, подразделения АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (Приморское РДУ), отвечающая за оперативно-диспетчерское регулирование в сфере электроэнергетики;
- филиалы АО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК), в том числе Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС, занимающихся транспортировкой и выработкой электрической и тепловой энергии;
- ООО «Приморская ГРЭС», выполняющая производство, транспортировку и сбыт электрической и тепловой энергии;
- ПАО «РусГидро» с Владивостокской ТЭЦ-2, осуществляющая производство электрической и тепловой энергии;
- филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – «Приморское ПМЭС», задействованный в передаче электрической энергии, а также оперативном управлении и обслуживании, предоставляющий услуги по подключению к электросетям напряжением 220 и 500 кВ;
- филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ДРСК) – «Приморские электрические сети», который занимается передачей и распределением электричества, оперативно-техническим управлением, ремонтно-эксплуатационной деятельностью и услугами присоединения к сетям низшего напряжения (110 кВ и ниже).

ПС 110/35/6 кВ Лазурная. подключена от ВЛ 110 кВ Океан-Лазурная. Схема на стороне 110 кВ - блока линия-трансформатор с отделителем-короткозамыкателем.

В случае возникновения повреждения в зоне защиты, релейная защита воздействует на приемный орган, отправляя сигнал на активацию короткозамыкателя. Это приводит к намеренному созданию короткого замыкания, которое в свою очередь отключается вместе с питающей ВЛ, выключателем этой питающей ВЛ.

Современные требования к оборудованию электросетей указывают на необходимость исключения устаревших систем, таких как комбинация «отделитель — короткозамыкатель», которые на сегодняшний день не производятся и рекомендованы к обновлению в процессе модернизации подстанционного оборудования.

На подстанции Лазурная функционирует трансформатор модели ТДТН 16000/110, установленный для обеспечения энергетических нужд.

Осуществим оценку текущего состояния электротехнического оборудования на этой подстанции.

Указанная подстанция оснащена трансформатором типа ТДН-16000/110, пребывающим в эксплуатации с 1984 года. Учитывая стремление к усилению надежности подачи электричества, а также предвидя возрастание нагрузок и будущее развитие предприятий на указанной территории, рассматривается необходимость замены данного трансформатора.

Для повышения надежности электроснабжения и для обеспечения второй категории надежности электроснабжения потребителей необходимо спроектировать установку второго силового трансформатора. Для подключения второго трансформатора необходима организация транзита мощности по напряжению 110 кВ, с подключением новой ВЛ к ПС Горностай.

«КРУН 6 кВ выполнено комплектным, установлены ячейки К-47 выкатного исполнения. Комплектующие ячеек КРУН 1980-1985 годов выпуска, морально устарели. Требуется замена КРУН на современное». [10]

1.2 Определение целей и задач реконструкции

В процессе модернизации трансформаторной подстанции «Лазурная» запланированы мероприятия, направленные на оптимизацию эксплуатационных параметров и повышение уровня надежности технических устройств.

Реализация указанных работ призвана обеспечить усиленную безопасность и долговременную функциональность ключевых компонентов оборудования, что крайне важно для стабильной работы энергосистемы.

Цель реконструкции – увеличение технико-экономических характеристик существующей подстанции, и как следствие повышение надежности электроснабжения потребителей электроэнергии.

Таким образом, если конкретизировать задачи, которые необходимо решить при выполнении данной ВКР:

- замена оборудования ОРУ 110 кВ с демонтажом схемы отделитель-короткозамыкатель;
- монтаж заходов ВЛ 110 кВ от ПС Горностай с образованием на ПС 110 кВ Лазурная второго блока линия-трансформатор;
- монтаж второго силового трансформатора для обеспечения второй категории надежности потребителей;
- замена оборудования КРУН 6 кВ.

Ключевые этапы проектирования отражены в техническом задании на проектирование. В соответствии с заданием, следует выполнить ряд инженерных задач, в числе которых:

- анализ конструкции открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 110 кВ с расширением до схемы 110-5АН, что предполагает установку новых выключателей на присоединениях трансформаторов и создание ремонтной шины на стороне Т-1 и Т-2;
- анализ и оценка нагрузок с последующим определением необходимой мощности трансформаторов, исходя из критерия n-1;

- модернизация коммутационных аппаратов ОРУ напряжением 110 кВ;
- процедура модернизации распределительных систем низкого напряжения включает обновление оборудования, которое отслужило свой ресурс. Этот шаг является ключом к усилению надежности всего процесса дисперсии электроэнергии в данной части сети.

Обновление технических средств приведет к снижению вероятности сбоев и аварий, что обеспечит потребителям более стабильное и качественное электроснабжение. Кроме того, внедрение современных аппаратов распределения способствует повышению эффективности всей энергетической системы, улучшению контроля и управления потоками электрической энергии, а также минимизации потерь в процессе ее передачи.

Инициированные технологические модификации в инфраструктуре подстанции будут способствовать не только усовершенствованию технической эксплуатации узла, но также в значительной степени улучшат надежность и качество предоставления электроэнергии.

Эти обновления предусматривают комплексный подход к повышению оперативности обслуживания оборудования, что неизбежно скажется на совокупной эффективности системы электроснабжения. Как следствие, потребители получат более стабильное и чистое электрическое напряжение, повышая тем самым их удовлетворенность от пользования энергетическими ресурсами.

Дополнительное внимание в рамках модернизации будет уделено внедрению инновационных решений, рассчитанных на долгосрочную эксплуатацию, экологическую безопасность и учет будущего развития электроэнергетического сектора. Так, среди мероприятий может быть и внедрение систем мониторинга с расширенными функциями аналитики, позволяющие оперативно выявлять и устранять потенциальные неисправности, предотвращая их превращение в серьезные нарушения работы

подстанции. Конструкция КРУ-6 кВ представляет из себя единую функционирующую систему шин, разделенную секционным выключателем.

Вывод по разделу 1.

В разделе проведен анализ существующей системы энергоснабжения Приморского края, выявлена роль ПС Лазурная в энергосистеме региона. На основе проведенного анализа, делается вывод о необходимости проведения реконструкции подстанции Лазурная.

Оборудование ПС является морально устаревшим, выработавшим свой ресурс. Существующая однострансформаторная схема ПС с одним питанием по стороне 110 кВ не обеспечивает необходимую категоричность по надежности электроснабжения. С целью повышения качества и надежности электроснабжения потребителей необходимо выполнить реконструкцию подстанции с реализацией ряда проектных решений.

Конкретные проектные решения, расчет характеристик и выбор оборудования представлены в разделе 2.

2 Разработка предложений по реконструкции подстанции

2.1 Расчет электрических нагрузок

К ПС «Лазурная» присоединяются нагрузки примыкающих бытовых, промышленных и иных потребителей, которые в настоящее время получают питание по линиям 6 кВ.

Определение нагрузочных параметров является первостепенной задачей при определении требуемой мощности трансформаторного устройства в подстанциях.

Этот процесс критически важен для обеспечения соответствия мощности оборудования текущим и будущим энергетическим потребностям.

При этом, принимая во внимание расчетные показатели, можно достичь максимальной эффективности и экономии, а также предотвратить перегрузки и возможные нарушения в работе электрической сети.

В дополнение к этому, правильное определение мощности позволяет гарантировать надежность энергоснабжения и снизить риски выхода оборудования из строя, обеспечивая стабильное функционирование энергетической системы в целом.

Произведем оценку нагрузки ПС «Лазурная» по присоединенной мощности на линии, в соответствии с имеющимися договорами на электроснабжение.

При отсутствии таковых, воспользуемся данными о фактических замерах нагрузки в период проведения режимных дней.

Результаты замеров по отходящим фидерам всех линий КРУН 6 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Максимальная нагрузка на головных участках линий 6 кВ

Номер линии	Характер нагрузки	Категорийность нагрузки	Результаты замеров		Результаты расчетов	
			P, кВт	Q, квар	S, кВА	cos φ
ф.3 Промзона	Промышленная	II	1000	500	1118,03	0,89
ф.5 Емар	Бытовая	III	1655	545	1742,43	0,95
ф.9 Лазурный	Бытовая	III	908	300	956,28	0,95
ф.11 Океан	Промышленно-бытовая	II	1200	400	1264,91	0,95
ф.13 с. Пионер	Бытовая	III	540	120	553,17	0,98
ф.15 х. Гостиничный комплекс	Промышленно-бытовая	III	1000	365	1064,53	0,94
ф.17 х. Западный	Промышленная	III	400	145	425,47	0,94
ф.19 х. Комета	Промышленно-бытовая	III	3000	1300	3269,56	0,92
ф.21 х. Большекаменский	С/х	III	1800	750	1950,00	0,92
Присоединение 35 кВ РП-3	Смешанный	III	3000	1500	3354,10	0,89
ИТОГО	-	-	14503	5925	15698,48	-

Расчетные данные в таблице 1 определяются по следующим выражениям:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (1)$$

$$\cos \varphi_p = \frac{P_p}{S_p}, \quad (2)$$

где S – полная мощность, кВА;

P – активная мощность, кВт;

Q – реактивная мощность, кВАр;

cos φ – коэффициент мощности.

На основании вышеприведенных расчетных нагрузок будет произведен расчет потребной трансформаторной мощности, определены параметры элементов системы электроснабжения отходящих кабельных и воздушных линий 6 кВ.

2.2 Выбор схемы главных электрических соединений

«Для стороны высокого напряжения (ВН) выбирается схема подключения №110-5АН, «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (рисунок 1). Эта конфигурация оптимально подходит для транзитных нужд проходной подстанции, обеспечивая необходимое поддержание транзита через линии 110 кВ» [19].

Применение данных устройств охватывает распределительные сети с номинальным напряжением от 35 до 220 кВ.

Такие подстанции классифицируются как проходные, позволяя осуществлять требуемый переток электроэнергии.

«В структуре этих подстанций как правило присутствуют два (авто)трансформатора и две линии, что определяет количество возможных присоединений». [19]

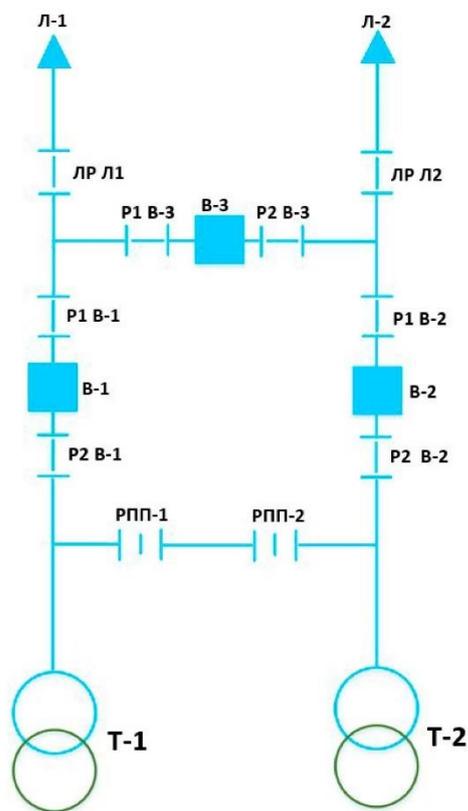


Рисунок 1 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, схема №110-5АН

Основные условия применения [19].

«Проходная подстанция с двухсторонним питанием, при необходимости частых включений-отключений (авто)трансформаторов при неравномерном графике нагрузки для снижения потерь мощности и электроэнергии в (авто)трансформаторах» [17].

«При прочих равных условиях в рассматриваемой схеме, в отличие от схемы мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, коммутация линии выполняется двумя выключателями. Поэтому схему мостика с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов следует использовать в случаях значительной неравномерности графика нагрузки, когда может быть оправданы частые включения-отключения (авто)трансформаторов для снижения потерь мощности и электроэнергии в них» [19].

«К одной линии с двусторонним питанием рекомендуется подключать не более трех- четырех проходных подстанций, в том числе по условиям надежной работы релейной защиты в части селективности» [17].

Экономические критерии применения.

«Требует три ячейки выключателей на четыре присоединения (два (авто)трансформатора и две линии). Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений. Наиболее дешевая схема (В/П = 3/4 = 0,75) с учетом количества присоединений для заданной конфигурации сети» [20].

Ремонтный режим.

«Для того, чтобы провести техническое обслуживание линии Л-1 без прекращения работы трансформатора Т-1 и избежания кратковременных отключений, первоначально производится замыкание разъединителей по ремонтному обходу РРП-1 и РРП-2». [20]

«Далее следует процедура отключения выключателей В-1 и В-3, последующее отсоединение линейного разъединителя Л1 и возврат в исходное состояние выключателей В-1 и В-3. Завершающим этапом является размыкание разъединителей РРП-1 и РРП-2». [20]

Однако использование замкнутого положения разъединителей ремонтного обхода считается нежелательным по причине того, что возможное короткое замыкание в одном из трансформаторов может привести к полному обесточиванию.

В случае, когда обслуживание линии совмещается с ремонтными работами на выключателях В-3 и В-1, необходимо обеспечить разъединение данных устройств по обоим направлениям: Р1 В-3, Р2 В-3 для выключателя В-3 и Р1 В-1, Р2 В-1 для выключателя В-1 соответственно.

«Для обслуживания выключателя В-1 при непрерывной работе трансформатора Т-1, первым делом требуется замкнуть разъединители РРП-1 и РРП-2.» [10]

«Затем возможно произвести отключение выключателя В-1 вместе с его линейными разъединителями Р1 В-1 и Р2 В-1. Отметим, что при активном ремонтном обходе любая аварийная ситуация будет влиять на трансформаторы совместно, вследствие чего оба трансформатора прекратят свою работу, даже если причиной послужило замыкание только на одном из них.» [10]

«Что касается ремонта трансформатора Т-1, то первоначально следует отключить выключатель В-1 и его линейный разъединитель Р2 В-1. Если же планируется обслуживание выключателя В-1 вместе с ремонтом трансформатора, то производится отключение и второго линейного разъединителя выключателя – Р1 В-1.» [12]

«При выводе на техобслуживание выключателя В-3 с целью сохранения транзита мощности через сторону высокого напряжения подстанции, изначально необходимо выполнить замыкание разъединителей РРП-1 и РРП-2. После этого происходит отключение выключателя В-3 вместе с его линейными разъединителями Р1 В-3 и Р2 В-3.» [12]

Аварийный режим.

В инциденте с коротким замыканием (КЗ), возникшем на одной из ответвлений, скажем, линии Л-1, система релейной защиты и автоматики (РЗА) обязана экстренно реагировать.

Это делается путем активации процесса отключения соответствующих выключателей В-1 и В-3, связанных с поврежденным сектором, причем метод автоматического повторного подключения здесь не применяется. Результатом является временное прекращение транспортировки электричества через высоковольтные части подстанции.

Для восстановления энергоснабжения на подстанцию электроэнергия направляется по другому маршруту - через исправную линию Л-2. После исключения Л-1 из сети, ее изолируют от сохраненных функционирующих участков распределительного устройства через линейный разъединитель ЛР Л1.

После чего выключатели В-1 и В-3 можно снова подключить. Линия Л-1 остается отключенной и предназначенной для проведения восстановительных мероприятий, цель которых - локализация и исправление причин, вызвавших короткое замыкание.

Если выключатель В-3 выходит из строя и не реагирует на ситуацию надлежащим образом, это приводит к полной остановке электроснабжения подстанции.

После определенного промежутка времени дежурный персонал может приступить к отключению нефункционального выключателя В-3, при необходимости задействовать разъединители ремонтной перемычки и восстановить электроснабжение через линию Л-2, которая изначально также прекратила работу, на трансформаторы Т-1 и Т-2.

В качестве альтернативы возможна подача электричества на трансформатор Т-1 с использованием разъединителей перемычки после активации трансформатора Т-2, при условии, что низковольтная часть Т-1 отсоединена соответствующим выключателем.

В ситуации, когда на трансформаторе Т-1 возникает короткое замыкание, производится отключение выключателя В-1. Это прерывает подачу электроэнергии к потребителям, присоединенным к данному оборудованию.

В случаях, когда имеется возможность питания пользователей через секционный выключатель на стороне низкого напряжения Т-1, последствия аварии оказываются менее критичными. В связи с этим, Т-1 подлежит отключению для последующего ремонта - для устранения неполадок и выяснения причин произошедшего короткого замыкания.

Анализ предложенной схемы позволяет выявить следующие преимущества: она отличается простотой и наглядностью, экономическая выгода очевидна; связь электромагнитных блокировок и операционных разъединителей стандартизирована, что влечет за собой сокращение числа ошибок, вызванных человеческим фактором.

При проведении ремонтных мероприятий на секционном выключателе, конструкция системы обеспечивает возможность поддержания передачи мощности через присоединенные линии. Это способствует сохранению функциональности обоих трансформаторов, даже при аварийном отключении одного из источников питания.

Тем не менее, схема имеет определенные недостатки: при выходе из строя транзитного выключателя, находящегося в состоянии нормальной эксплуатации, возникает риск полного прекращения работы распределительного устройства, что приводит к потере транзита на стороне высшего напряжения подстанции.

Введение дополнительного выключателя или модификация в направлении схемы, имеющей форму четырехугольника, для предотвращения подобных ситуаций считается нецелесообразной с технико-экономической точки зрения, учитывая аспект надежности. Кроме того, транзит мощности может быть нарушен в случае аварийного отключения любой из линий.

«Для ОРУ 35 кВ применяем схему №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин». Данная схема обусловлена перспективным развитием района, и как следствие, возможной потребностью в развитии сетей 35 кВ» [19].

«На стороне НН для КРУ-10 кВ и ЗРУ-10 кВ применяем схему одиночная секционированная выключателем система шин. По условиям режима секционный выключатель СВ-10 кВ будет нормально разомкнут.

Данная схема является наиболее распространенной, так как позволяет осуществлять секционирование сети 10 кВ, что имеет ряд положительных моментов. Будут уменьшены токи КЗ, Т1 и Т2 не будут включены на параллельную работу постоянно» [19].

Данная конструкция сети электроснабжения характеризуется высокой степенью надежности. Ее удобство особенно заметно в ситуациях, когда необходимо отключить любой из вводов – в таком случае энергоснабжение потребителей автоматически переходит на другой, работающий ввод.

Устройства релейной защиты и автоматики выполняют функцию быстрого переключения.

Стандартная практика включает использование минимальной напряженности защиты с системой автоматического ввода резерва (АВР), обеспечивающей переключение электросхем в течение всего 2-3 секунд.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), обязательным условием для обеспечения энергопотребителей первой категории является внедрение вышеописанной автоматизированной системы.

Принимая во внимание доступность стоимости систем автоматического ввода резерва (АВР) и оборудования для защиты при минимальных напряжениях (ЗМН), их интеграция проводится даже в те распределительные комплексы, которые не предусмотрены для обслуживания потребителей первого приоритета.

Несмотря на то, что для потребителей второго и третьего уровней критерий скорости переключения системы может не играть решающей роли, своевременное возобновление подачи электричества все же оказывает значительное влияние на повышение эффективности их функционирования.

2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов

В процессе определения параметров мощности трансформаторов следует опираться на динамику суточной нагрузки. Постоянные колебания потребляемой мощности в течение дня предполагают, что выбор мощности, основанный исключительно на пиковых значениях, приведет к ситуациям, когда трансформатор в периоды снижения нагрузки будет недозагружен. Практика эксплуатации показывает, что трансформатор способен функционировать с перегрузкой на протяжении определенного времени, если в остальные периоды дня его нагрузка не достигает номинального уровня. Важным фактором, влияющим на выбор различных режимов работы трансформатора, является состояние его изоляции. Так, допустимая нагрузка

трансформатора охватывает как нормальные, так и максимальные нагрузки, не приводящие к его преждевременному износу.

Чтобы расчет перегрузочной способности был корректным, используются двухуровневые эквивалентные графики нагрузок, которые формируются на основе коэффициента начального и пикового уровне нагрузки. Значения почасовых нагрузок приведены в таблице 2.

Дополнительно, если подстанция оснащена электроприемниками первой и в значимом объеме второй категории, предусматривается установка двух трансформаторных устройств.

Для точности расчетов применяются методологические рекомендации, закрепленные в стандарте ГОСТ 14209-97.

Таблица 2 –Электрические нагрузки ПС Лазурная по часам суток

Часы	График нагрузки, %	Sзим, кВА	Слет, кВА
1	50	7849,24	7456,78
2	40	6279,39	5965,42
3	40	6279,39	5965,42
4	50	7849,24	7456,78
5	60	9419,09	8948,13
6	65	10204,01	9693,81
7	65	10204,01	9693,81
8	80	12558,78	11930,84
9	85	13343,71	12676,52
10	90	14128,63	13422,20
11	100	15698,48	14913,56
12	100	15698,48	14913,56
13	90	14128,63	13422,20
14	100	15698,48	14913,56
15	95	14913,56	14167,88
16	90	14128,63	13422,20
17	90	14128,63	13422,20
18	85	13343,71	12676,52
19	70	10988,94	10439,49
20	65	10204,01	9693,81
21	40	6279,39	5965,42
22	50	7849,24	7456,78
23	40	6279,39	5965,42
24	40	6279,39	5965,42

Опираясь на максимальное значение передаваемой мощности, установленное на уровне $S_{\max}=15,698$ МВА, рассматриваем следующие два варианта.

В первом предполагается использование двух трансформаторов, каждый из которых имеет номинальную мощность $S_{\text{номТ}}=10$ МВА.

Во втором предполагается использование двух трансформаторов с номинальной мощностью $S_{\text{номТ}}=16$ МВА каждый.

Рассмотри вначале трансформаторы с мощностью 25 МВА.

Поскольку трансформаторы под обычными условиями эксплуатации не испытывают полной загрузки, то проверка на систематическую нагрузку не является обязательной

Производим анализ на возможность выдерживания трансформаторами аварийной перегрузки в соответствии с указаниями [2], [10].

Построим суммарный график электрических нагрузок (рисунок 2).

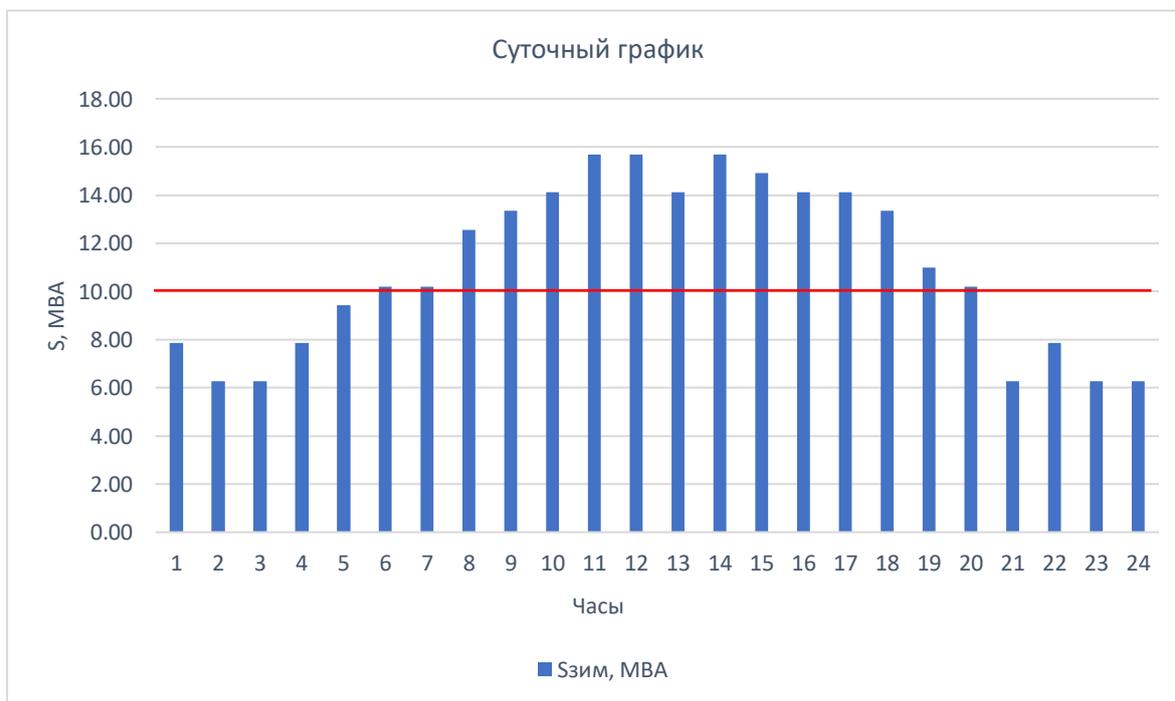


Рисунок 2 – Суточный зимний график нагрузок

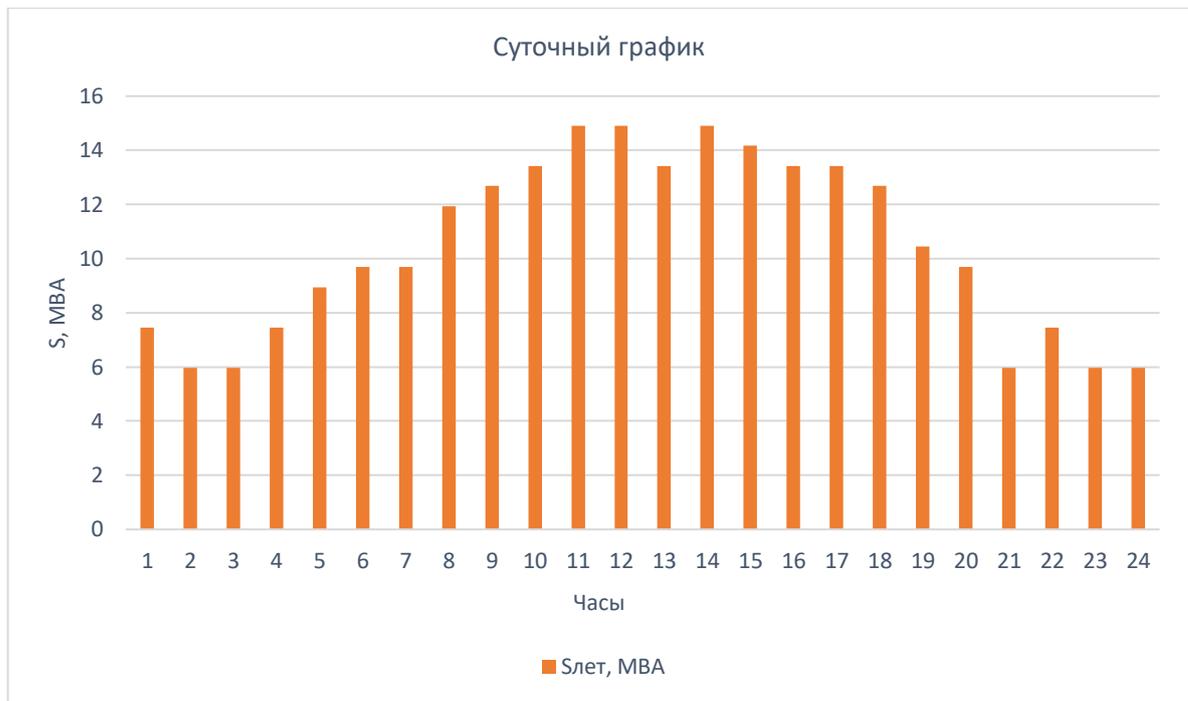


Рисунок 3 – Суточный летний график нагрузок

На исходном графике проводим линию – значение номинальной мощности трансформатора (рисунок 3).

Выделяем участок наибольшей перегрузки – с 6 часов до 20.

Начальная загрузка на участке с 21 до 5 часов:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t}{\sum \Delta t}} = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{470,70}{9}} = 0,72 \quad (3)$$

Далее аналогичным образом рассчитываем перегрузку на интервале с 6 часов до 20:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t}{\sum \Delta t}} = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{2707,17}{15}} = 1,34 \quad (4)$$

Сравним полученное значение K'_2 и K_{max}

$$K_{\text{max}} = \frac{15,7}{10} = 1,57$$

Т.к. $K'_2 \leq 0,9 \cdot K_{max} = 0,9 \cdot 1,57 = 1,413$, то для расчета аварийной перегрузки принимаем $K_2 = 0,9 \cdot K_{max}$, продолжительность перегрузки $h = 15$ часов.

Эквивалентная температура охлаждающей среды для г. Владивосток $\theta = 10^\circ\text{C}$.

По упрощенным таблицам допустимых аварийных нагрузок без учета предшествующих нагрузок определяем допустимую перегрузку для типа охлаждения OF, продолжительность перегрузки принимаем 15 ч.

При температуре охлаждающей среды $\theta = 0^\circ\text{C}$ допустимая перегрузка оставляет 1,4.

При температуре охлаждающей среды $\theta = 10^\circ\text{C}$ допустимая перегрузка оставляет 1,3.

Для определения перегрузки при $t = 15$ ч произведем интерполяцию значений:

$$K_{2\text{доп}} = 1,17$$

Полученное значение допустимой перегрузки больше фактической перегрузки:

$$K_{2\text{доп}} = 1,17 < K_{з\text{ав}} = 1,41$$

Для поддержания разрешенного уровня перегрузки, можно вводить графики аварийного отключения подачи электроэнергии к потребителям.

Однако, данное решение не является приемлемым, т.к. приводит к отключению потребителей, уменьшению надежности и качества электроснабжения, несет экономические и репутационные риски.

Вывод: подробными расчетами повторно подтверждается невозможность использования двух трансформаторов по 10 МВА на ПС Лазурная с учетом ее загрузки.

Осуществим анализ трансформаторов с параметрами в 25 МВА. В условиях пиковой нагрузки замечено, что два агрегата этой мощности не достигают своей полной номинальной загрузки, поэтому систематическая

проверка на постоянное превышение нагрузочных характеристик не проводится. Необходимо провести оценку возможности временного увеличения нагрузки выше нормы в случае аварийной ситуации.

$$K_{з\text{ ав}} = \frac{S_{max}}{N \cdot S_{T\text{ ном}}} = \frac{15,7}{1 \cdot 16} = 0,98 > 1,05 \quad (5)$$

«В аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов, мощность, протекающая через оставшийся в работе, не превышает номинальную, следовательно аварийная перегрузка отсутствует» [5].

Вывод: для модернизации подстанции утверждены к монтажу два силовых трансформатора, каждый из которых обладает мощностью 16 МВА. Детальная спецификация технических параметров данных устройств представлена в таблице под номером 3.

Таблица 3 – Технические характеристики трансформатора

Тип трансформатора	ТДТН – 16000/110/35
Ном. мощность, кВА	16000
Номинальное напряжение ВН, кВ	115
Номинальное напряжение СН, кВ	38,5
Номинальное напряжение НН, кВ	6,6
Напряжение U_k В-С, В-Н, С-Н%	10,5/17/6
Потери КЗ ΔP_k , кВт	100
Потери ХХ ΔP_{xx} , кВт	23
Ток холостого хода, I_{xx} , %	1,0

В нормальном режиме работы трансформаторы работают каждый на свою секцию 6 кВ, между секциями секционный выключатель нормально отключен. Это позволяет обеспечить ряд преимуществ при работе: уменьшение уровня токов коротких замыканий, более простую настройку

уставок средств РЗиА, исключения перетока уравнивающих токов между двумя источниками питания.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Выполнение расчета токов короткого замыкания играет критическую роль в оценке способности электротехнического оборудования выдерживать воздействия высоких температур и сил электродинамических нагрузок. Эти расчеты предоставляют необходимые данные для подтверждения способности оборудования функционировать надежно и безопасно в этих экстремальных условиях. Тщательный анализ также помогает в выявлении пределов прочности компонентов и в установлении критериев для их подбора и использования в условиях возможных аварийных ситуаций, что обеспечивает долговременность службы аппаратуры и безопасность эксплуатации электрических сетей.

Расчет токов короткого замыкания необходимо произвести для характерных точек системы электроснабжения, шины или ввода 110 кВ, шины 35 кВ, секции 10 кВ т.д. Для расчета необходимо составить схему замещения реальной электрической сети. [9].

На рисунке 4 приведена схема замещения проектируемой подстанции.

От ПС Горностай

От ПС Океан

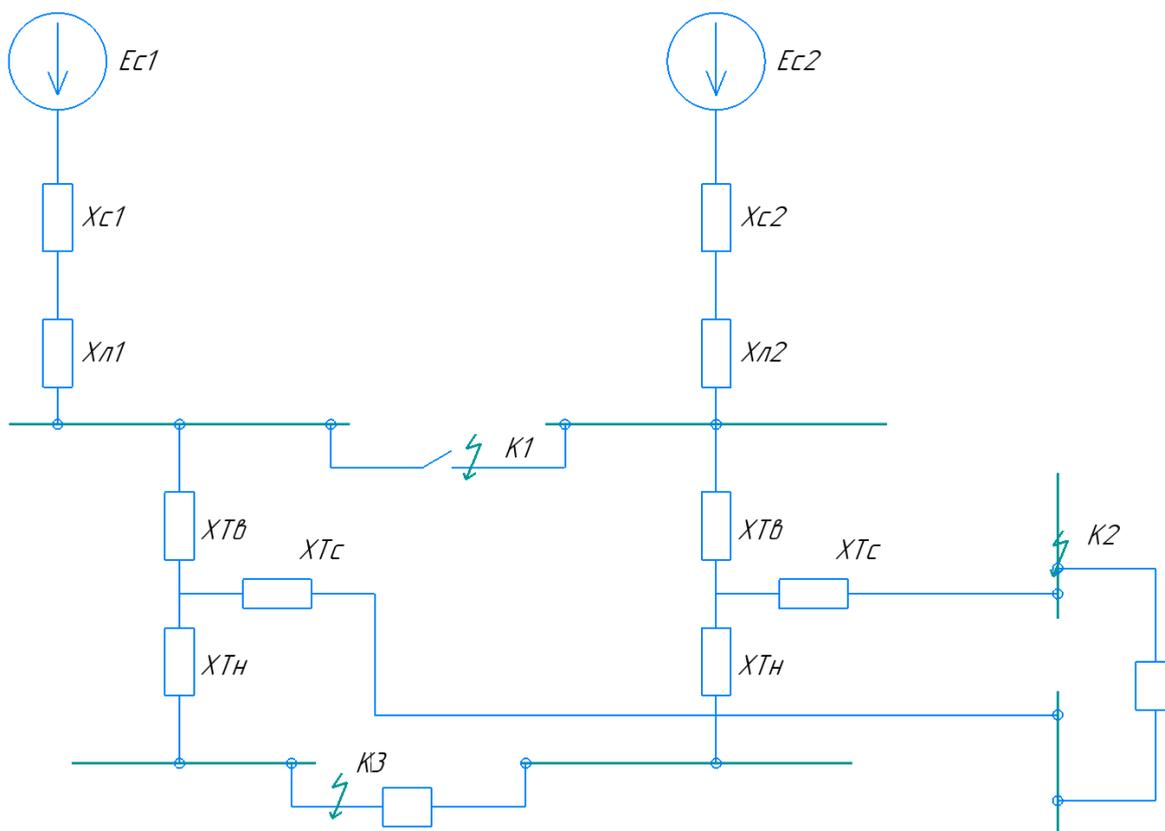


Рисунок 4 - Схема замещения

При заданном токе КЗ через энергосистему, ее сопротивление можно определить как:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}}, \quad (6)$$

где $U_{\text{ср.ном}}$ – напряжение по шкале средних напряжений, кВ;

$I_{\text{кз}}$ – ток короткого замыкания в энергосистеме.

Сопротивление системы со стороны линии от ПС «Горностай»:

$$X_{c1\text{max}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 19400} = 3,42 \text{ Ом},$$

$$X_{c1min} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 11,07 \text{ Ом}$$

Аналогично образом производится расчет сопротивления эквивалентной энергосистемы со стороны ПС «Океан».

Результаты расчета сопротивлений системы представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Сопротивления системы в максимальном и минимальном режимах работы системы

Режим работы	X_{c1} , Ом	X_{c2} , Ом
Максимальный режим	3,42	3,69
Минимальный режим	11,07	11,25

В таблице 5 приведены данные для расчета сопротивлений ВЛ.

Таблица 5 - Исходные параметры участков ВЛ

Название линии	Марка провода	Протяженность ВЛ, км	Удельные сопротивления, Ом/км	
			r_0	x_0
Горностай-Лазурная	АС-150	5,7	0,21	0,458
Океан-Лазурная	АС-150	8,1	0,21	0,458

Формулы для расчета сопротивления ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot l, \quad (7)$$

где $X_{л}$ – реактивное сопротивление ВЛ, Ом;

x_0 – удельное активное сопротивление ВЛ, Ом/км;

l – длина участка ВЛ, км.

ВЛ от ПС «Горностай»:

$$X_{л1} = 0,458 \cdot 5,7 = 2,61 \text{ Ом.}$$

ВЛ от ПС «Океан»:

$$X_{л2} = 0,458 \cdot 8,1 = 3,71 \text{ Ом.}$$

В электроэнергетических сетях, где используются трансформаторы с рабочими напряжениями на уровне 35 киловольт и выше, стандартной практикой является применение специализированных автоматизированных систем для контроля и коррекции напряжения, которые работают под общим названием регуляровщики напряжения или РПН.

Эти устройства играют ключевую роль в обеспечении стабильности энергетической системы, поддерживая оптимальный режим работы сети и подстраивая уровни напряжения в ответ на изменения в электрической нагрузке.

Определим значения U_k по обмоткам:

$$\begin{aligned} U_{КВ} &= U_{КВ-С} + U_{КВ-Н} - U_{КС-Н} = 10,5 + 17 - 6 = 21,5\% \\ U_{КС} &= U_{КВ-С} + U_{КС-Н} - U_{КВ-Н} = 10,5 + 6 - 17 \approx 0\% \\ U_{КН} &= U_{КВ-Н} + U_{КС-Н} - U_{КВ-С} = 17 + 6 - 10,5 = 12,5\% \end{aligned} \quad (8)$$

Расчетные параметры:

$$\begin{aligned} x_B &= \frac{U_{КВ} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{21,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 177,7 \text{ Ом,} \\ x_C &= \frac{U_{КС} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{0 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 0 \text{ Ом,} \end{aligned} \quad (9)$$

$$x_H = \frac{U_{KH} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{12,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 103,3 \text{ Ом.}$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора,

ΔP_K – потери трансформатора при коротком замыкании,

U_K – напряжение короткого замыкания, в % от номинального.

Упростим схему последовательно «сворачивая» последовательно и параллельно соединенные элементы.

Параллельно-последовательное соединение двух ВЛ:

$$x_1 = \frac{(x_{c1} + x_{л1}) \cdot (x_{c2} + x_{л2})}{(x_{c1} + x_{л1}) + (x_{c2} + x_{л2})} = \frac{3,42 + 2,61 \cdot 3,69 + 3,71}{3,42 + 2,61 + 3,69 + 3,71} = 3,32 \text{ Ом}$$

Параллельно-последовательное соединение двух ВЛ за трансформатором для стороны СН:

$$x_2 = x_1 + \frac{x_B}{2} = 3,32 + \frac{177,7}{2} = 92,17 \text{ Ом.}$$

Параллельно-последовательное соединение двух ВЛ за трансформатором для стороны НН:

$$x_3 = x_1 + \frac{x_B}{2} + \frac{x_H}{2} = 3,32 + \frac{177,7}{2} + \frac{103,3}{2} = 143,8 \text{ Ом.}$$

Определим значения токов КЗ в характерных точках подстанции.

Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ ($I_{к3}$) определяется по следующей формуле.

Ток трехфазного КЗ на шинах 110 кВ при замкнутом транзите (точка К1):

$$I_{к1}^3 = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot x_1} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 3,32} = 20,00 \text{ кА} \quad (10)$$

где U_6 – базовое напряжение электрической сети, кВ;

Z_Σ – полное суммарное сопротивление электрической сети, Ом.

Ток трехфазного КЗ на шинах 35 кВ (точка К2), приведенный к СН:

$$I_{к2}^3 = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot x_2} \cdot n = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 92,17} \cdot \frac{115}{37} = 2,24 \text{ кА} \quad (11)$$

Ток трехфазного КЗ на шинах 6 кВ (точка К3), приведенный к НН:

$$I_{к3}^3 = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot x_3} \cdot n = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 143,8} \cdot \frac{115}{6,3} = 8,43 \text{ кА} \quad (12)$$

Ударный ток КЗ ($I_{y\partial}$) определяется из следующего выражения:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_k^3 \quad (13)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент тока КЗ.

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (14)$$

где T_a – постоянная времени затухания тока КЗ.

В системах передачи электроэнергии, особенно в подстанциях (ПС) с рабочими напряжениями 110 кВ, время затухания, которое является показателем временного интервала, необходимого для снижения переходного

процесса до уровня, приемлемого для нормальной работы системы, обычно оценивают в диапазоне от 0,02 до 0,03 секунды.

Это значение отражает быстродействие системы в отношении стабилизации после возникших возмущений.

Оптимальная настройка распределительных сетей предполагает реализацию максимально возможного режима функционирования электрических сетей, при этом сохраняя минимально возможные уровни корректировок трансформаторов.

Это гарантирует эффективное распределение электроэнергии без необходимости частого вмешательства в процесс, что способствует надежности и экономичности электроснабжения:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,6;$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 20 = 45,6 \text{ кА.}$$

Аналогичная процедура применяется для определения величин токов короткого замыкания (КЗ) в различных ключевых узлах подстанций (ПС). Результаты этих расчетов, касающихся токов КЗ для разнообразных точек, были аккуратно собраны и упорядочены в виде таблицы, обозначенной под номером 6. Эта систематизация позволяет специалистам быстро анализировать и использовать данные для поддержания надежности и эффективности функционирования сетевых структур.

Таблица 6 - Расчет токов трехфазного КЗ

Точка КЗ	Напряжение, кВ	$K_{уд}$	I_k^3	$I_{уд}, \text{кА}$
К1	115	1,6	20,00	45,6
К2	37	1,6	2,24	5,07
К3	6,3	1,6	8,43	19,1

Результаты расчетов токов коротких замыканий будут использованы в следующем разделе для выбора и проверки первичного оборудования реконструируемой ПС.

2.5 Выбор основного оборудования ПС

Выбор основного оборудования ПС, как правило заключается в сравнении номинальных характеристик электрооборудования с паспортными (заводскими) характеристиками конкретного аппарата.

Рассчитаем ряд параметров режима, необходимых для выбора и проверки оборудования.

Максимальный ток для присоединения трансформаторов по стороне 110 кВ[8].

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 0,11} = 84,0 \text{ А.} \quad (15)$$

Длительность протекания тока:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{защ}} + t_{\text{КЗ}} = 0,6 + 0,2 = 0,8 \text{ с,} \quad (16)$$

где $t_{\text{защ}}$ – берется от основной защиты транзита ВЛ 110 кВ

Максимальное значение тока по транзиту мощности принимаем 500 А.

Выбор разъединителей 110 кВ.

Принимаем к установке разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ- 110/1000 УХЛ1 производитель – завод «ЗЭТО» г. Великие Луки [16].

Расчетные и каталожные данные приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Данные выбора разъединителей на 110 кВ

Данные режима		Характеристика оборудования	
Обозначения	Значение величин	Обозначения	Значение величин
U _н , кВ	110	U _н , кВ	110
I _н , А	84,0	I _н , А	1000
i _у , кА	45,6	I _{э.дин} , кА	80
$B_{к}, кА^2 \cdot с$	$20^2 \cdot 0,8 = 320, кА^2 \cdot с$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, кА^2 \cdot с$	$31,5^2 \cdot 3 = 2976,75, кА^2 \cdot с$

Выбор выключателей 110 кВ.

Выбираем выключатель ВГТ-110 УХЛ1, его параметры приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Выбор выключателей 110 кВ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	40
Ток термической стойкости, кА (3 с)	40
Ток электродинамической стойкости, кА	64
Полное время отключения, мс, не более	55
Собственное время отключения, мс, не более	60

Выполним проверку выключателя по важнейшим параметрам:

По напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (17)$$

$$110 \geq 110.$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{ном.сети}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

По длительному току:

$$\begin{aligned} I_{\text{дд}} &\leq I_{\text{ном}}, \\ 500 &\leq 2000. \end{aligned} \quad (18)$$

На электродинамическую стойкость по предельному сквозному току:

$$\begin{aligned} I_{\text{дин}} &\geq I_{\text{п0}}, \\ 40 &\geq 20,0. \end{aligned} \quad (19)$$

где $I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, по паспортным данным выключателя, кА;

$I_{\text{п0}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ ($t = 0$), кА.

$$\begin{aligned} i_{\text{дин}} &\geq i_{\text{уд}}, \\ 64 &\geq 45,6. \end{aligned} \quad (20)$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) КЗ, по паспортным данным выключателя, кА;

По отключающей способности:

$$\begin{aligned} I_{\text{ном.отк}} &\geq I_{\text{пт}}, \\ 40 &\geq 20,0. \end{aligned} \quad (21)$$

где $I_{\text{ном.отк}}$ – номинальный ток отключения выключателя, по паспортным данным выключателя, кА;

τ – расчетное время отключения, с;

$I_{\text{пт}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени τ , $I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}}$ так как энергосистема неизменного напряжения, кА.

На термическую стойкость (по тепловому импульсу тока КЗ).

Термическую стойкость вычисляется по формуле:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (22)$$

$$20^2 \cdot 0,8 = 320 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800.$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$I_{\text{тер}}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, по паспортным данным выключателя, кА ;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, по паспортным данным выключателя, с .

Сведем результаты проверки выбранного выключателя в таблицу 9.

Таблица 9 - Проверка выбранного выключателя

Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$110 \geq 110$
Длительный максимальный ток, А	$I_{\text{дд}} \leq I_{\text{ном}}$	$84,0 \leq 2000$
Номинальный ток динамической стойкости, кА: -периодический (действующее значение) -полный (максимальное значение)	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}},$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}},$	$40 \geq 20,0$ $64 \geq 45,6$
Номинальный ток отключения, кА: -периодический (действующее значение)	$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{пт}},$	$64 \geq 45,6$
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость), $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$	$320 \leq 4800$

Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения 110 кВ.

Трансформаторы тока выбираем ТОГФ-110 100/5 УХЛ1. Проверка выбранных трансформаторов тока приведена в таблице 10.

Таблица 10 - Выбор измерительных трансформаторов тока

Данные режима		Характеристика оборудования	
Обозначения	Значение величин	Обозначения	Значение величин
U _н , кВ	110	U _н , кВ	110
I _н , А	84,0	I _н , А	1000
i _y , кА	45,6	I _{э.дин} , кА	80
$B_{к}, кА^2 \cdot с$	$20^2 \cdot 0,8 = 320, кА^2 \cdot с$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, кА^2 \cdot с$	$31,5^2 \cdot 3 = 2976,75, кА^2 \cdot с$

В качестве измерительных трансформаторов напряжения выбираем ЗНОГ-110 УХЛ1, его параметры приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Данные режима		Характеристика оборудования	
Обозначения	Значение величин	Обозначения	Значение величин
U _н , кВ	110	U _н , кВ	110

Основной параметр при выборе ОПН - номинальное напряжение. Выбираем ОПН-110 У1, его параметры приведены в таблице 12[16].

Таблица 12 - Выбор ограничителей перенапряжения

Данные режима		Характеристика оборудования	
Обозначения	Значение величин	Обозначения	Значение величин
U _н , кВ	110	U _н , кВ	110

Разрядники, устанавливаемые в нейтраль трансформатора, выбираются на класс напряжения ниже. Выбираем ОПН-35 У1, его параметры приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Выбор ограничителей перенапряжения в нейтрали трансформатора

Данные режима		Характеристика оборудования	
Обозначения	Значение величин	Обозначения	Значение величин
U _н , кВ	110	U _н , кВ	110

Оснащение оборудованием КРУ 6-10 кВ требует системного подхода. Принимаем к монтажу комплектное распределительное устройство КРУ на 6 (10) кВ фирмы Таврида Электрик, модель КРУ Классика D-12P.

Компоновка ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ) серии «Классика», обозначенных как D-12P(PT) и D-24P, оснащена инновационными механизмами, включая вакуумные выключатели, аппараты для коммутации, разъединители и приборы для измерения параметров режима. Эти элементы смонтированы на модульных кассетах, которые легко перемещаются внутри центрального отсека шкафа. Данное решение обеспечивает новизну в создании систем распределения электроэнергии и усиливает их многофункциональность.

Удобное расположение кассетных выдвижных элементов (КВЭ) повышает эргономику обслуживания оборудования благодаря оптимизации веса и снижению сопротивления движения, а также за счет конструкции механизмов для вкатывания и выкатывания КВЭ, что в свою очередь значительно упрощает обслуживание и проведение ремонтных работ.

Кроме того, обширная зона подключений предусматривает установку дополнительного оборудования, такого как выдвижные блоки трансформаторов напряжения. Это позволяет эффективно контролировать уровень напряжения прямо в момент подачи электроэнергии, при этом оперативникам не требуется выходить за пределы единого КРУ.

Удаление металлических перегородок между секциями КВЭ и местами присоединения расширяет доступное пространство и, следовательно, способствует улучшению условий эксплуатации коммутационного аппарата,

облегчая доступ к кабельным системам и повышая комфортность обслуживания.

Осуществляя заказ на специализированные электрощиты серий D-12P и D-24P, клиенты имеют опцию добавления автоматизированных механизмов для управления кассетными выдвижными элементами (КВЭ) и комплектующего оборудования для заземления, классифицированных как версия шкафа L. Это усовершенствование позволяет значительно улучшить удобство и безопасность в применении данных систем, а также предоставляет шанс для дистанционной настройки оборудования перед началом его эксплуатации. Благодаря таким характеристикам, эта модель выделяется как особенно подходящая для интеграции в системы электроснабжения с возможностями дистанционного управления.

Рассчитаем некоторые параметры режима для последующего выбора и проверки оборудования.

Номинальный ток на вводе, определим из загрузки силового трансформатора:

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466,3 \text{ А} \quad (23)$$

Время действия тока к.з.:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{защ}} + t_{\text{кз}} = 1,6 + 0,1 = 1,7 \text{ с.}$$

По расчетным данным выбираем выключатель ВВ/TEL ISM15_LD. Параметры выключателя и их сравнение с параметрами сети приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Данные выбора вакуумного выключателя ячейки

Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$6 \geq 6$
Длительный максимальный ток, А	$I_{дд} \leq I_{ном}$	$1466,3 \leq 2000$
Номинальный ток динамической стойкости, кА: -периодический (действующее значение) -полный (максимальное значение)	$I_{дин} \geq I_{по}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$40 \geq 20,0$ $64 \geq 45,6$
Номинальный ток отключения, кА: -периодический (действующее значение)	$I_{ном.отк} \geq I_{пт}$	$64 \geq 45,6$
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость), кА ² ·с	$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$320 \leq 4800$

Трансформаторы тока служат встроенными многофункциональными сенсорами для мониторинга уровней тока и напряжения, известными в профессиональной среде как КДТН. Они незаменимы в узлах измерения и контроля электрических сетей.

Для точной регистрации напряжения предусмотрены специализированные ячейки, предназначенные для измерительных трансформаторов напряжения.

«В этих отсеках размещены рабочие экземпляры таких трансформаторов; конкретно модель НАМИТ-10 выделяется на фоне аналогов. Этот трансформатор выполняет ключевую задачу – электроснабжение обмоток высокого напряжения, что необходимо для их корректной работы. Еще одна существенная роль этого аппарата в системе – обеспечение энергией приборов для измерений и контроля, что является фундаментальным для точности учета и надежности электросетей.» [21]

Дополнительно, эти устройства способствуют повышению безопасности эксплуатации сети, позволяя надежно измерять напряжение даже при высоких нагрузках, что обеспечивает защиту персонала и оборудования от потенциальных аварий [3].

2.6 Выбор схемы системы собственных нужд

Стабильность электропитания для нужд собственного потребления достигается благодаря системе, основанной на принципе редундантности (дублирования) важнейших компонентов, при этом особое внимание уделяется критическим участкам сетевой инфраструктуры, таким как крупнейшие электроподстанции работающие на напряжении 110 кВ и выше.

«На таких стратегически важных объектах установлена практика использования не одного, а двух трансформаторов СН. Этот подход играет ключевую роль в повышении уровня надежности подачи электроэнергии и значительно увеличивает гибкость управления энергетическими потоками. Благодаря двум трансформаторам, система электроснабжения может эффективно адаптироваться к изменениям нагрузки и внешним воздействиям, обеспечивая стабильное постоянное электроснабжение даже в случае отказа одного из элементов.» [9]

Такое обдуманное решение направлено на поддержание внутренних операций подстанции и гарантирование ее бесперебойной, стабильной функциональности, что достаточно важно для двигательной нагрузки [1].

«Эти трансформаторы несут на себе неподменную роль в поддержании непрерывной работы всех систем подстанции. Их мощностные характеристики выбраны с учетом общего энергопотребления подстанции, в том числе нужд освещения, отопления, работы основного и вспомогательного оборудования. В результате точного расчета параметров, трансформаторы способны выдерживать длительные и значительные нагрузки, тем самым обеспечивая надежность и высокую эффективность работы электроподстанции.» [15]. Потребители собственных нужд и их мощность сведены в таблицу 15.

Таблица 15 - Суммарная нагрузка собственных нужд

Электроприемник	Потребляемая мощность, кВА
Охлаждение трансформатора	2,3×2
Устройство подогрева выключателей	3
Обогрев шкафов РЗ	9,5
Обогрев РУ-10 кВ	20
Наружное освещение	4
Оперативные цепи	2,5
Подогрев приводов разъединителей	6
Резервирование	6
Итого	55,6

Выбор трансформаторов собственных нужд произведем с учетом их допустимой перегрузки:

$$S_{\text{ТСН}} \geq \frac{S_{\text{СН}}}{2 \cdot K_3} = \frac{55,6}{2 \cdot 0,7} = 39,7 \text{ кВт}, \quad (24)$$

Выбираем два трансформатора ТМС-63/10. Параметры трансформатора приведены в таблице 16, параметры предохранителя в таблице 17.

$$I_{\text{ДД}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,64 \text{ А}$$

Таблица 16 – Технические характеристики трансформатора СН

Тип трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	VH , кВ	HN , кВ	$P_{\text{ХХ}}$, кВт	$P_{\text{К}}$, кВт	$U_{\text{К}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
ТМС -63/10	63	10	0,4	0,49	1,97	4,5	2,6

Таблица 17 - Технические характеристики высоковольтных предохранителей

Тип	Параметры оборудования		Параметры сети	
	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ ПВ}}$, А	$U_{\text{сети}}$, кВ	$I_{\text{длит}}$, А
ПКТ-101-10-12,5 У1	10	2	10	9,62

Выбор аппаратуры среднего напряжения (СН) для энергетических подстанций, которые обеспечивают электричеством потребителей, требует тщательного анализа ряда существенных аспектов.

К ним относятся:

- конструктивное устройство подстанции, оказывающее существенное воздействие на всю сеть распределения электроэнергии до ее доставки к конечным пользователям;
- интегральная мощность трансформаторов, что является определяющим фактором для возможностей подстанции по подаче запрашиваемых объемов электроэнергии;
- наличие устройств компенсации, которые помогают стабилизировать колебания в нагрузках и повышают качественные характеристики электрической энергии.

Кроме того, значительное влияние на эффективность деятельности подстанции оказывает вид применяемой электротехнической арматуры, аспекты распределения ресурсов и их использования конечными потребителями.

Эти критические параметры не только отображают современное состояние подстанций, но и намечают пути для их будущего развития и возможного технологического расширения.

При разработке инфраструктуры электроснабжения подстанций среднего напряжения (СН), обслуживающих конкретный круг потребителей, необходимо уделить особое внимание ряду критических параметров. Ключевые из них можно классифицировать следующим образом:

- конфигурация самой подстанции, которая оказывает непосредственное влияние на эффективность распределительной сети и качество подачи электроэнергии к пользователю; [4]
- «общая установленная мощность трансформаторов, определяющая способность данной станции отвечать на требования в электроэнергии» [15];

- применение специализированных устройств для компенсации, которые служат балансирующим элементом в условиях колебаний нагрузок и повышают показатели качества электрической энергии [6].

Оснащение подстанции определяется ее функциональной сложностью и может существенно варьироваться. Простейшие подстанции часто ограничиваются наличием элементов, таких как системы охлаждения для отвода тепла от оборудования, например, вентиляции для трансформаторов; компоненты обогрева управляющей аппаратуры; и осветительные системы, охватывающие территорию и внутренние помещения объекта.

Более сложные и технологически насыщенные подстанции требуют расширения списка потребителей СН. К таким дополнениям относятся компрессорные установки, необходимые для высоковольтных выключателей, действующих в своей работе либо сжатым воздухом, либо газом SF₆. В системах с активными источниками постоянного тока необходимы устройства поддержания и управления зарядом аккумуляторных батарей. При введении в эксплуатацию синхронных компенсаторов дополнительно могут потребоваться системы для смазывания подшипников и для регулирования температуры оборудования.

Подбор мощностных характеристик трансформаторов на стадии проектирования требует всестороннего анализа исходя из расчетной нагрузки. При этом учитываются множество факторов: коэффициент максимальной загрузки, степень одновременности использования агрегатов и оборудования, а также разнообразие эксплуатационных условий включающие в себя сезонные колебания и плановые технические перебои для обслуживания и ремонта.

На рисунке 5 приведена однолинейная схема питания собственных нужд ПС.

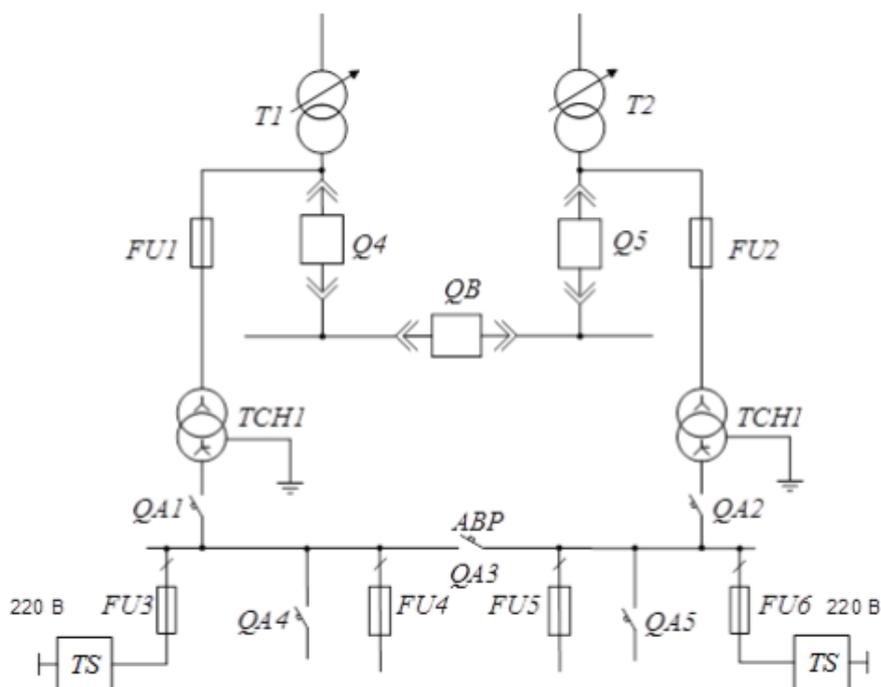


Рисунок 5 - Схема собственных нужд с переменным оперативным током

В этом сегменте проекта представлена концепция системы электропитания, созданная для обеспечения энергией электрического оборудования подстанции. Особое внимание уделяется сети оперативного постоянного тока, которая необходима для гарантии непрерывной работы высоковольтных коммутационных аппаратов.

Надежность данной системы имеет первостепенное значение, так как она непосредственно влияет на эффективность и безопасность работы всего электрохозяйства подстанции.

2.7 Релейная защита и автоматика проектируемой подстанции

При проектировании энергетических систем с двойным источником питания предпочтительным оказывается принцип применения схем открытого типа. В рамках такого подхода, два источника находятся в состоянии постоянной работы, но при этом не соединены непосредственно, каждый из них независимо обеспечивает энергией отдельную секцию шин.

Такая организация работы распределительных сетей ведет к уменьшению пиковых величин токов при коротких замыканиях, упрощает системы защиты от аварийных режимов, гарантирует более стабильное напряжение и в конечном итоге сокращает потери электричества в распределительных сетях. Однако следует помнить, что надежность таких сетей обычно не так высока, как у параллельно работающих источников питания, поскольку неполадка одного источника нередко приводит к немедленному прерыванию поставки энергии к потребителям, подсоединенным к нему.

При возникновении ситуации с перерывом электроэнергии, восстановление подачи может быть выполнено за счет переключения на резервный источник через автоматические системы ввода резерва (АВР), установленные на устройствах секционирования шин с низшим напряжением подстанции.

Технологические нарушения в сетях высоковольтных линий часто обусловлены схлестом проводников вследствие ветровых нагрузок или образования гололеда, а также вследствие уменьшения изоляционных свойств после грозových воздействий, падения деревьев и других сторонних факторов. Подобные инциденты несут преходящий характер и могут быть устранены путем мгновенного отделения поврежденного участка сети.

Для возобновления функционирования линии без продолжительных перерывов в электроснабжении активизируется автоматическое повторное включение (АПВ), что способствует недопущению долгих сроков без электроснабжения.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), предписывается оснащение всех воздушных и комбинированных кабельно-воздушных линий с напряжением свыше 1 киловольта такими автоматическими устройствами, при условии, что имеется необходимая коммутационная аппаратура. Предполагается установка устройств АПВ на

всех линиях, исходящих от проектируемой главной понизительной подстанции.

Определение мест для установки приборов, фиксирующих расход электрической энергии, имеет значительное влияние на точность расчетов между поставщиками энергии и ее конечными потребителями.

Желательно устанавливать данные устройства на узловых точках сетевых границ, при этом учитывать балансовую принадлежность оборудования.

«На подстанциях энергетических систем, учет потребления активной энергии должен обеспечиваться установкой измерительных устройств: по одному прибору на каждую линию, принадлежащую конкретному потребителю; на межсистемных соединениях предусмотрено использование двух счетчиков для фиксации как выдачи, так и приема электроэнергии; на трансформаторных агрегатах, используемых для внутрихозяйственных нужд; а также на всех линиях, оснащенных обходными и межсекционными разъединителями» [15].

Обязательной процедурой является опломбирование всех расчетных приборов: пломба с маркировкой проверяющей организации должна находиться на винтах, фиксирующих корпус прибора, в то время как пломба от поставляющей электроэнергию компании устанавливается на крышке клеммных соединений.

Уровень точности измерительных приборов для активной энергии не должен быть ниже категории 1,0, в то время как требования к точности измерения реактивной энергии допускают на ступень ниже.

«Законодательно технический учет не является обязательным и ориентирован на мониторинг, исчисление и управление потребленной энергией на всех иерархических уровнях в пределах предприятия – начиная от отдельных зданий и заканчивая оборудованием с высоким энергопотреблением» [9].

Конкретное количество точек учета определяется на основе структурной компоновки предприятия, наличия точек потребления и обоснования экономической выгоды. Допускается применение более гибких критериев точности измерений для систем технического учета.

Для достижения максимальной гибкости, позволяющей легко адаптироваться к изменчивым тарифным планам, как для поставщиков, так и для потребителей энергии, необходимо интегрировать автоматизированные системы мониторинга и учета энергетических ресурсов (АСКУЭ) на предприятиях.

Такие системы обеспечивают предприятиям возможность ведения точного учета энергопотребления и обосновывать выбор и переключение между различными тарифными опциями, включая зональную тарификацию, в соответствии с условиями, предложенными поставщиками. Экономические льготы, связанные с такими тарифами, способствуют регулировке потребительской нагрузки и кумулятивному снижению энергетических затрат, благотворно влияя на энергетические сети и пользователей.

Что касается технических параметров, особое внимание следует уделить точности трансформаторов тока и напряжения, задействованных в процессе подсоединения измерительных приборов.

«Предписывается, чтобы точность подобных трансформаторов не превышала значения 0,5. В то же время, допустимо использование трансформаторов напряжения с показателями точности до 0,1, если при этом счетчики, к которым они подключены, соответствуют классу точности 1,0» [9].

Использование трансформаторов тока с завышенным уровнем первичного тока является допустимым с целью обеспечения электродинамической устойчивости и термической стойкости оборудования. Однако критически важно поддерживать строгий мониторинг токовой нагрузки: при уровне максимальной нагрузки ток во вторичной цепи должен сохраняться на уровне не менее 40% от номинального значения,

определенного для учетных приборов, в то время как при минимальной нагрузке показатель тока не должен снижаться ниже 5%.

Современные устройства релейной защиты и автоматизации энергосистем основаны на микропроцессорной элементной базе.

Таким образом, наряду с давно используемыми аппаратными устройствами, в настоящее время активно применяются программные решения для защиты и автоматизации. Это не просто отдельные реле или защиты, а интегрированные устройства, объединяющие в одном блоке все функции защиты и автоматики определенного элемента системы энергоснабжения.

При разработке подстанции предусмотрен комплекс мероприятий по защите оборудования. Системы защиты включают в себя устройства для обеспечения безопасности трехобмоточных трансформаторов модели «Сириус-ТЗ», что предусматривает как непосредственный контроль их состояния, так и срочное отключение в аварийных ситуациях устройства дифференциальной отсечки ДЗТ-1. Кроме того, установлена дифференциальная защита ДЗТ-2, дополняемая сигнализацией несоответствий в плечах защиты ДЗТ-3, что позволяет оперативно реагировать на любые нештатные изменения.

В рамках системы применяются также технологии для мониторинга перегрузок по току, выявления и реагирования на случаи однофазных коротких замыканий. Традиционная газовая защита трансформаторов также не упущена из виду – она включена в общий комплекс мер защиты на подстанции.

Добавлены средства защиты, обеспечивающие надежную эксплуатацию отходящих кабельных линий, в том числе токовую отсечку и максимальную токовую защиту, которые интегрируются с модулями токовой защиты МТЗ. Эти системы изолируют поврежденную линию при обнаружении однофазных повреждений на землю, минимизируя риск и последствия возможной аварии.

Следуя принципам создания надежных и устойчивых энергосистем, комплект защиты для проектируемой подстанции разработан с учетом всех современных технологий и стандартов безопасности, а также возможных эксплуатационных режимов оборудования. Соответствующим образом, системы защиты подстанции строятся таким образом, чтобы исключить ненужные перебои в подаче электроэнергии и минимизировать влияние человеческого фактора.

Принцип работы газовой защиты трансформатора заключается в контроле разложения трансформаторного масла, происходящего под воздействием высоких температур на выделяющиеся газы. Повышение температуры — это локальная проблема, возникшая из-за короткого замыкания обмотки устройства или в результате пожара в стальной конструкции. В такой ситуации место сбоя начинает интенсивно нагреваться, что ведет к увеличению температуры газов. При излишнем нагреве в любом участке трансформатора масло начинает генерировать газы. Эти газы устремляются в расширительный бак устройства, проходя через корпус газового реле, что и обеспечивает газовую защиту трансформатора. Когда давление газа в корпусе реле становится слишком высоким, уровень масла начинает снижаться, вызывая переворачивание чашек. В этот момент газовое реле срабатывает. Эта защита представлена механическим реле с двумя парами контактов. Интенсивность газообразования напрямую зависит от степени и характера повреждений, ставших причиной этого процесса. Это позволяет реализовать газовую защиту, способную оценить уровень и природу повреждений и, в зависимости от полученной информации, отправить сигнал или сразу отключить устройство. Основным элементом защиты — это газовое реле типа KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Среди основных преимуществ газовой защиты трансформатора можно выделить простоту устройства и высокую чувствительность реле. Время, необходимое защите для принятия решения,

минимально. Есть возможность выбрать между сигнализацией и отключением в зависимости от характера повреждений внутри объекта.

«Газовая защита наиболее чувствительна к защите обмоток трансформатора и при коротких замыканиях витков. Все трансформаторы мощностью от 1 000 кВт и выше оборудованы такой защитой. Однако у этого типа защиты есть небольшой недостаток: она не реагирует на повреждения выводов оборудования и должна быть дополнена другой защитой от внутренних неполадок.» [10]

Автоматическое включение резерва (АВР) представляет собой методику резервирования электроснабжения, применяемую для потребителей, подключенных к энергосистемам с двумя и более источниками питания, главной целью которой является повышение надежности энергопитания. Принцип работы АВР заключается в автоматическом переходе к резервным источникам энергии при внезапном прекращении подачи основного питания.

Согласно Правилам устройства электроустановок [15], АВР следует обязательно интегрировать в тех случаях, когда отключение основного источника приводит к полной остановке подачи электричества или снижению доступной мощности для конечных пользователей.

В электросетях с напряжением от 6 до 35 кВ применяется принцип одностороннего питания при наличии нескольких источников питания, реализуемый по радиально-секционированному принципу. Подобное решение подразумевает электроснабжение потребителей посредством рабочей цепи, такой как отдельный трансформатор, линия или секция шин, а в случае отключения – по вспомогательной (резервной) линии.

Основное преимущество радиального питания заключается в сокращении значений токов КЗ, экономии на стоимости электроснабжения и снижении сложности релейной защиты, и по этой причине оно активно применяется в сетях с напряжением 6-35 кВ. Использование АВР позволяет нивелировать основной недостаток данной системы – сниженную надежность электропитания для конечных потребителей.

Различие между системами автоматического ввода резерва (АВР) несмотря на их разнообразие, не изменяет основные стандарты функционирования, которым они обязаны отвечать:

- активация АВР предписана при любом случае прекращения подачи электроэнергии от основного источника, в том числе из-за короткого замыкания на шинах потребителя, за исключением ситуации, когда происходит отключение нагрузки в связи с работой автоматической частотной разгрузки (АЧР) и когда нужно избежать включения резервного источника АВР;
- подключение резерва должно производиться строго после разъединения контактов на вводе рабочего источника, что исключает ложное включение на временное повреждение, пропадающее после отключения;
- должно предусматриваться исключение резервного включения при коротком замыкании, если основной источник не отключен;
- должно быть исключено возможное одновременное подключение двух источников энергии несинхронно.

После прекращения работы основного ввода системы АВР должны незамедлительно задействовать резервный источник энергии для минимизации времени отсутствия питания у потребителя.

Системы АВР должны обеспечивать единовременное действие, чтобы предотвратить повторное включение резервного источника при постоянном коротком замыкании.

В процессе реализации АВР выявляется необходимость ускорения срабатывания релейной защиты резервного источника в случае его подключения при нерешенном коротком замыкании, что критически важно при наличии непрямого резерва.

В случаях, когда самозапуск невозможен или затягивается по времени, следует ввести процесс автоматического снятия нагрузки путем отсоединения

менее важных потребителей с дальнейшим их автоматическим повторным подключением (АПВ).

Вывод по разделу 2.

В этой части документа рассматривается структура основных цепей на модернизируемой электрической подстанции, разработанная с применением схемы подключения к действующей сети с напряжением 110 кВ.

Здесь также представлены результаты вычисления токов короткого замыкания (КЗ) на важнейших узлах подстанции (ПС), что является ключевым этапом для дальнейшей верификации электрооборудования на соответствие нормам динамической и термической надежности. Описаны основные стратегии релейной защиты и автоматизации, предназначенные для этой подстанции в процессе реконструкции.

Такие улучшения существенно повышают уровень надежности электропитания для конечных потребителей ПС «Лазурная», облегчают ведение эксплуатационных работ на оборудовании и повышают безопасность для персонала, осуществляющего оперативные действия [13].

3 Обеспечение безопасности эксплуатации ПС и экономический анализ проекта

3.1 Разработка системы освещения

При подборе осветительного оборудования основополагающее значение имеет детализированное выявление уровня освещенности, необходимой для конкретного пространства.

Нормативным документом, определяющим оптимальное распределение света на рабочих местах внутри помещений, выступает ГОСТ Р 55710-2013, который устанавливает общепринятые нормы и предписывает методы измерения освещенности. В процессе визуальной работы, охватывающей наблюдение за ходом производства, наличие достаточной освещенности становится критически необходимым условием. Комплекс рабочего освещения должен обеспечивать подходящие условия как во внутренних помещениях, так и на ОРУ подстанций.

В рамках этого комплекса выделяется освещение, обеспечивающее комфортность проведения ремонтных работ и настройки оборудования – это включает в себя переносные светильники и системы внешнего освещения, а также использование светового ограждения для безопасного выделения определенных зон.

Особо стоит отметить, что ремонтное освещение, предназначенное для работ по техническому обслуживанию, должно устанавливаться во всех зонах, где не существует угрозы формирования взрывоопасной атмосферы. Неотъемлемым требованием является соответствие данных систем освещения строгим стандартам безопасности, предписываемым правилами технической эксплуатации.

Ориентируясь на нормативы и ГОСТ определим для территории ОРУ, помещения ОПУ, КРУ – светодиодные светильники. Все выбранные значения сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Нормирование освещенности территории ПС

Наименование помещений	Нормируемая освещенность, лк	Вид освещения	Источник
Территория ОРУ	25	Общее освещение	Светодиодные светильники
Помещение ОПУ	200		
Помещение КРУ	200		

В процессе подбора светильников следует ориентироваться на ряд значимых характеристик: не только климатические условия и требуемые параметры светового потока, но и уровень светимости, а также экономическую обоснованность внесения изменений в существующую систему освещения. Опираясь на проведенный анализ и накопленный опыт, можно утверждать, что более эффективным решением является освещение направленного типа.

«В контексте осветительных решений для зон открытых распределительных устройств (ОРУ) с рабочими напряжениями в диапазоне 110-35 кВ, преимущественно применяются прожекторные светильники. Эти устройства подсоединяются к линии переменного тока 220 В с использованием трансформатора для собственных нужд подстанции (ТСН)» [14].

При проведении ремонтных операций задействуются переносные световые агрегаты с лампами накаливания, которые адаптированы для работы на сниженном напряжении, составляющем 12 В, обеспечивая таким образом безопасность и эффективность освещения в условиях особых работ.

Так как принимаем освещенность рабочего освещения ОРУ $E=25$ лк, то недостаток освещенности будем компенсировать переносными светильниками.

Прожектора для освещения ОРУ разместим на прожекторных мачтах ПМЖ-16,6.

Прожекторная мачта железобетонная ПМЖ-16.6, изготавливается по серии 3.407.9-172 выпуск 1 (инв. №13255тм-Т1).

Прожекторные мачты ПМЖ-16.6 состоят из опоры, площадки для монтажа прожекторов и их обслуживания, лестницы для подъема на площадку, молниеотвода и некоторых дополнительных деталей.

Прожекторные мачты ПМЖ-16.6 используются как опоры для установки прожекторного освещения. Применяются для освещения портов, транспортных узлов, дорожных развязок, промышленных предприятий, расположенных на открытых площадках, стадионов и других объектов, занимающих большое пространство. Данная мачта изображена на рисунке 6.

Суммарный световой поток определяется по выражению:[18]

$$\sum \Phi = E_{\text{н}} \cdot S \cdot K_{\text{зап}} \cdot K_{\text{п}}; \quad (25)$$

где $E=25$ лк – минимальная освещенность для освещения ОРУ;

$K_{\text{зап}}=1,5$ – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения стекол прожекторов;

$K_{\text{п}}=1,1$ – коэффициент запаса, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещаемой площади;

S – площадь подстанции;

$$\sum \Phi = 25 \cdot 10980 \cdot 1,5 \cdot 1,1 = 452925 \text{ лм}$$

Принимаем к установке прожекторы DS-Street 200 Вт IP 67; с световым потоком $\Phi = 26000$ лм, мощностью 250 Вт, прожектор изображен на рисунке 7.

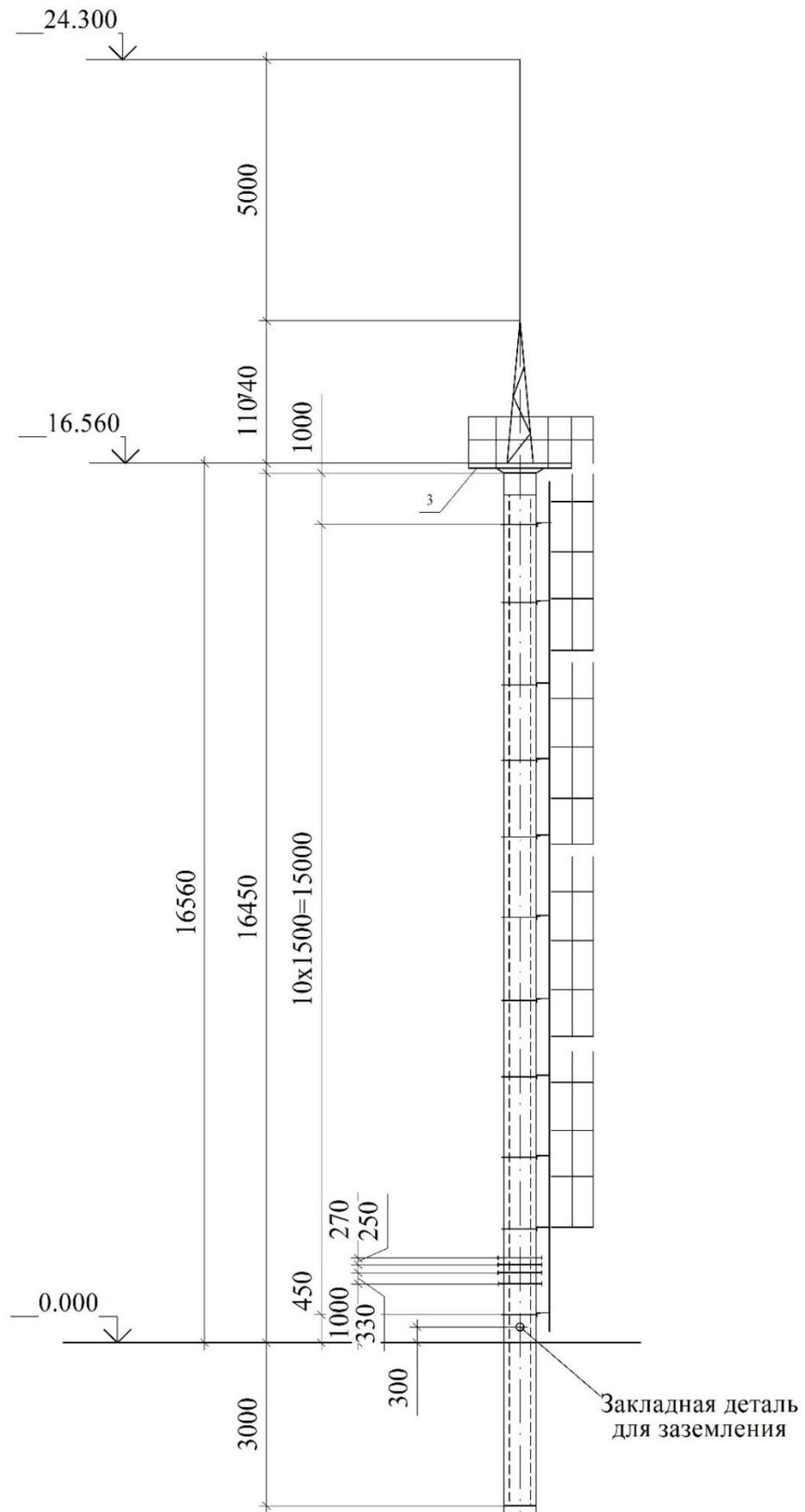


Рисунок 6 - Мачта освещения и молниезащиты



Рисунок 7 - Внешний вид светильника

Определим число прожекторов:

$$N = \frac{\sum \Phi}{\Phi \cdot \eta}; \quad (26)$$

$$N = \frac{452925}{26000 \cdot 1} = 17,42 \approx 17шт;$$

Высота установки прожекторов – 16560 мм.

Устанавливаем прожекторы на отдельно стоящих мачтах ОРУ – 110-35 кВ по два прожектора на каждой на высоте $h=16560$ мм.

Определим оптимальный угол наклона оптической оси прожектора:

$$\theta = \arcsin(0,01 \cdot \sqrt{m + n \cdot (e \cdot H^2)^{2/3}}) \quad (27)$$

Так как прожекторов группа, то световые пятна перекрывают друг друга, тогда:

$$\theta = \arcsin(0,01 \cdot \sqrt{320 + 10 \cdot (1,5 \cdot 25 \cdot 16^2)^{2/3}}) = 24^\circ$$

где m и n -коэффициенты углов рассеяния прожекторов в горизонтальной и вертикальной плоскостях, принимаются $m=0,032$; $n=0,1$.

$$e = k \cdot E_n \quad (28)$$

где K - коэффициент запаса,
 E_n - нормируемая освещенность);
 H - высота установки прожектора;
Рассчитаем дежурное освещение

$$\sum \Phi = 5 \cdot 10980 \cdot 1,5 \cdot 1,1 = 90585 \text{ лм},$$

Где $E=5$ лк – минимальная освещенность для дежурного освещения ОРУ;

Определим число прожекторов:

$$N = \frac{\sum \Phi}{\Phi} = \frac{90585}{26000} = 3,48 \approx 4 \text{шт}$$

Итого на ОРУ 35-110 кВ должно быть установлен 21 прожектор.

При проектировании системы освещения объектов пультового управления, ключевым критерием для установки светильников являются габаритные параметры помещений.

Ретельный анализ и измерения позволяют точно рассчитать вертикальное расположение источников света, гарантируя оптимальное распределение освещенности в соответствии с техническими требованиями и стандартами безопасности.

Значения высоты установки светильников должны быть определены так, чтобы обеспечить максимально равномерное освещение рабочих зон без

создания затенений или повышенной яркости, которые могут влиять на комфорт и эффективность работы операторов.

Определяем расстояние от рабочей поверхности до потолка:

$$h_0 = h - h_p \quad (29)$$

где H – высота помещения;

h_p – высота от пола до рабочей поверхности (принимаем $h_p = 1,2$ м).

$$h_0 = 3,0 - 1,2 = 1,8$$

Определяем высоту свеса светильника:

$$h_c = (0,2 : 0,25) \cdot h_0 \quad (30)$$

$$h_c = (0,2 : 0,25) \cdot 1,8 = 0,36 : 0,45 \text{ м}$$

Принимаем значение $h_c = 0,45$ м.

Определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_p \quad (31)$$

$$h = 3,0 - 0,45 - 0,8 = 1,75 \text{ м.}$$

Точечные ИС размещаем по вершинам квадратных или прямоугольных полей. Схема размещения показана на рисунке 8.

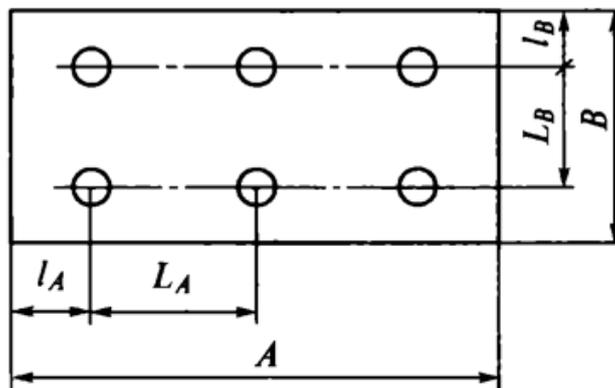


Рисунок 8 - Расстояния между светильниками

$L_{в}$ – расстояние между рядами;

$L_{а}$ – расстояние между светильниками;

$l_{в}$ – расстояние рядов от стены;

$l_{а}$ – расстояние крайних светильников от короткой стены.

«Число рядов для точечных и трубчатых ИС определяем с учетом величины критерия экономичности осветительной установки.

Определяем критерий экономичности осветительной установки наиболее выгодный $\lambda=1,3$.» [18]

Определяем расчетное расстояние между рядами световых приборов (СП):

$$L_{в.р.} = \lambda \cdot h \quad (32)$$

$$L_{в.р.} = 1,3 \cdot 1,75 = 2,28 \text{ м}$$

Определяем расчетное число рядов:

$$n_{р.р.} = B/L_{в.р.} \quad (33)$$

где B – ширина помещения, м

$$n_{р.р.} = \frac{24}{2,28} = 10,5$$

Принимаем число рядов $n_{р.р.} = 11$.

Уточняем расстояние между рядами:

$$L_{в.р.} = \frac{B}{n_{р.р.}} = \frac{24}{11} = 2,18$$

Определяем расстояние от стены до оси первого ряда:

$$l_B = \frac{L_B}{2} = \frac{2,18}{2} = 1,09 \text{ м}$$

Для определения светового потока рассчитываем индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} \quad (34)$$

$$i = \frac{24 \cdot 15,5}{3,0 \cdot (24 + 15,5)}$$

Для светильников на светодиодах проводится расчет коэффициента эффективности светового потока. Этот показатель, обозначаемый символом η , определяет степень эффективности использования света, излучаемого прибором.

Он меняется в зависимости от ряда параметров: отражательной способности поверхностей в помещении, обозначаемой коэффициентами r_p , r_c , r_r ; пространственной конфигурации помещения, выражаемой индексом i ; а также конкретного типа осветительного устройства.

Из справочных данных [18] определяем:

$$\eta = F(70; 50; 10, \text{ при } i = 3,14, \text{ при использовании ЛСП}) = 84 \%$$

Определяем световой поток одного ряда СП:

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot K_{зан} \cdot K_n ;$$

$$\sum \Phi = 200 \cdot 372 \cdot 1,5 \cdot 1,1 = 112760 \text{ лм};$$

Принимаем к установке прожекторы LMS-PROM-130W-NL; с световым потоком $\Phi = 15674$ лм, мощность одного светильника 120 Вт, прожектор изображен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Внешний вид светильника

Определим число светильников

$$N = \frac{\Sigma \Phi}{\Phi \cdot \eta} = \frac{112760}{15674 \cdot 0,84} = 8,56 \approx 9 \text{ шт};$$

Для кратности размещения увеличиваем число светильников до 11 шт.
Размещая по одному светильнику в ряду.

По результатам расчетов составляем план размещения осветительной установки (вынесен на отдельный лист), на котором указываем расстояния по длине А и ширине В помещения.

На рисунке 10 показано размещение светильников в помещении ОПУ.

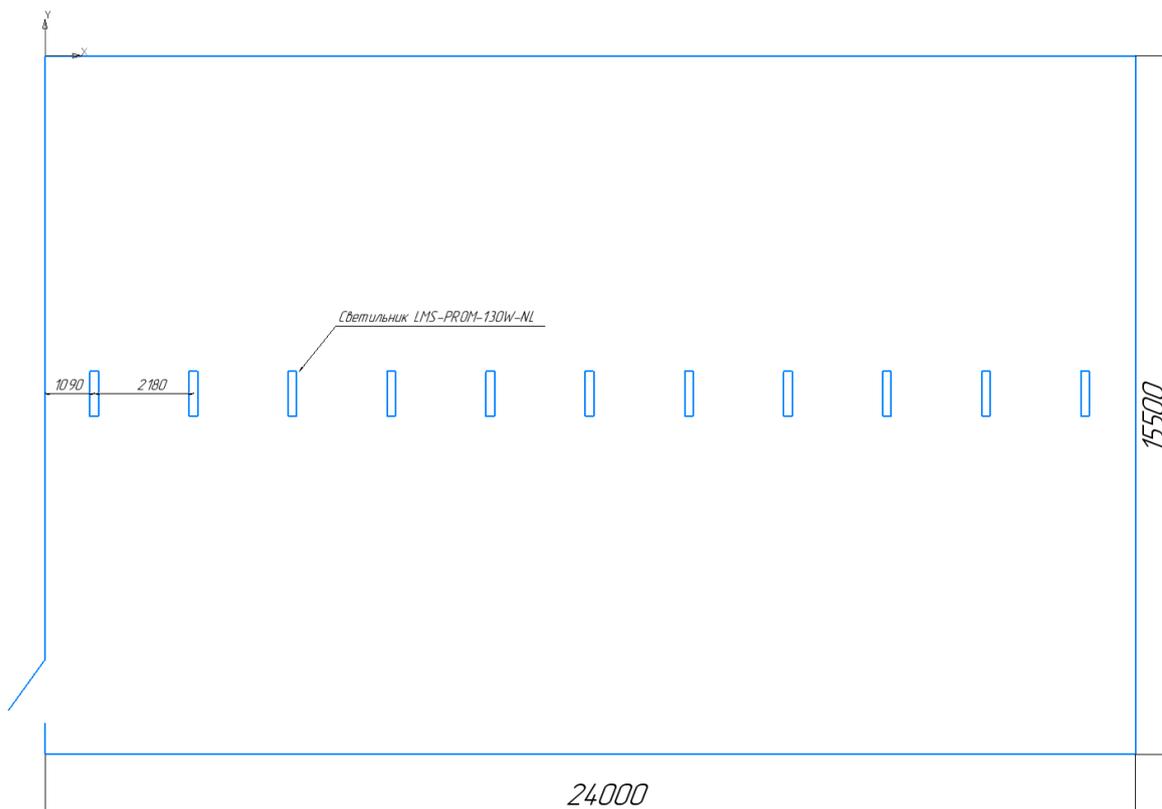


Рисунок 10 – Размещение светильников на плане ОПУ

Расчет освещения КРУ не производим методом светового потока. Произведем замену в каждом КРУ трех светильников с лампами накаливания на три светодиодных светильника LedMaster мощностью 100 Вт каждый:

$$P_{\text{осв КРУ}} = P_{\text{св}} \cdot n \quad (35)$$

$$P_{\text{осв КРУ}} = 100 \cdot 6 = 600 \text{ Вт}$$

Полагаем что т.к. КРУ является комплектным объектом, освещение КРУ рассчитано на стадии проектирования КРУ.

3.2 Экономическая оценка проекта

Составим локальный сметный расчет на строительство ПС.

Результаты расчета представим в виде сметы в таблице 19.

Таблица 19 – Локальный сметный расчет

Наименование статьи расходов		Ед. измерения	Величина расхода в на одну единицу продукции, руб.	Количество, шт.	Стоимость, руб.	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Материальные расходы				118		
Распределительное устройство и изоляция по условию загрязнения атмосферы	ОРУ 110 кВ	шт.	-	1	-	-
Полимерный изолятор	ОСК 10-110-А01-2 УХЛ1	шт.	1450	16	23200	-
Изоляция натяжных и поддерживающих гирлянд	ЛК 70/110-3	шт.	1000	32	32000	-
Разъединители 110 кВ	РДЗ-2СК-110/1000Н ХЛ1	шт.	228195	14	3194730	-
Выключатели 110 кВ	ВГТ-110П-40/2500 ХЛ1	шт.	2100000	7	14700000	-
Заземлитель	ЗОН – 220М наружной установки с приводом ПРН – 11У1	шт.	11000	1	11000	-
Измерительные трансформаторы тока и напряжения	ТГФ-110 У1	шт.	318100	7	2226700	-
-	НКФ-110	шт.	870000	2	1740000	-

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7
Ограничители перенапряжения	ОПН-110 У1	шт.	75000	3	225000	-
Ограничители перенапряжения в нейтрали трансформатора	ОПН-35 У1	шт.	29000	1	29000	-
Вакуумный выключатель ячейки ввода	ВВ/TEL TER_VCB15_HD1_RF со встроенным приводом	шт.	975000	2	1950000	-
Трансформатор тока ячейки ввода	ТОЛ – 10УТ2 0,5/Р 2500/5 А с тремя вторичными обмотками	шт.	15500	2	31000	-
Оборудование отходящих линий:	ВВ/TEL TER_VCB15_HD1_RF	шт.	97500	10	975000	-
-	ТОЛ – 10–0,5 /Р	шт.	16200	1	16200	-
-	Амперметр электромагнитной системы 7 – 30	шт.	4900	1	4900	-
-	Счетчик активной энергии – Меркурий	шт.	7650	1	7650	-
Ячейка измерительного трансформатора напряжения	НАМИ – 10	шт.	35000	2	70000	-
-	два однофазных измерительных трансформатора напряжения НОМ-10	шт.	89000	2	178000	-
Выбор ограничителей перенапряжения	ОПН-10 У1	шт.	1200	1	1200	-
Комплектное распределительное устройство	РУ – 10 кВ	шт.	-	1	420000	-
	ПС 110/10 кВ КРУ-СВЭЛ 10 кВ	шт.	420000	1		-
Источник питания и схемы собственных нужд	два трансформатора ТМС-63/10	шт.	110000	2	220000	-

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7
Трансформатор собственных нужд	ТМС - 63/10	шт.	100000	1	100000	-
Высоковольтный предохранитель	ПКТ-101-10-12,5 У1	шт.	2934	1	2934	-
Разъединитель	РНД-2-10/630 У1	шт.	44050	1	44050	-
Оперативный ток	АКБ	шт.	23760	1	23760	-
Трансформатор	ТДН-16000/110/35	шт.	1100000	2	22000000	-
Подготовка к мероприятиям	Очистка изоляции от загрязнений	шт.	10000	1	10000	Давление 0,5-1МПа, 15 Ом*м
Прочие расходы	-	-	5-10%	1	2411816,2	-
НДС	-	-	-	-	9116665,236	-
Оплата работ	Кол-во человек	Ед. измерения	Ставка, 1ч., руб.	Кол-во часов	Сумма к выплате	-
Начислена заработная плата производственным рабочим	50	чел.	-	270	6480000	-
Машинисты спецтехники	6	чел.	500	9648	4824000	6 человек, 9648ч.
Слесарь-ремонтник	6	чел.	350	9648	3376800	6 человек, 9648ч.
Электромонтажники	20	чел.	400	32976	13190400	20 человек, 32976ч.
Изолировщик	3	чел.	350	4716	1650600	-
Кабельщик-спайщик	3	чел.	400	4716	1886400	-
Сварщики	8	чел.	400	12996	5198400	-
Такелажник	4	чел.	350	6300	2205000	-
Начислена заработная плата общепроизводственному персоналу	15	чел.	-	-	2142852	1) 5 человек (мастера, инженеры и тд.); 2) Среднемесячная ставка = 50000 руб.; 3) 180 дней
Мастер	3	чел.	500	3924	1962000	-
Прораб	3	чел.	700	5004	3502800	-
Инженер технолог	2	чел.	700	2916	2041200	-

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7
Диспетчер	2	чел.	300	2952	885600	-
Инженер проектировщик	1	чел.	700	1260	882000	-
Инженер геодезист	1	чел.	500	1260	630000	-
Инженер по охране труда и безопасности	1	чел.	450	1260	567000	-
Начальник участка	1	чел.	800	1260	1008000	-
Инженер геолог	1	чел.	600	1332	799200	-
Удержано из заработной платы:				-	1120970,76	
а) налогов	-	руб.	-	-	1120970,76	-
б) по исполнительным листам	-	руб.	-	-	0	-
Начислены суммы взносов на социальное страхование в размере 30 % и отнесены				-	5575095,872	
а) на производство	-	руб.	-	-	1944000	НДФЛ, 13%
б) на общепроизводственные расходы	-	руб.	-	-	642855,6	-
Начислена амортизация основных средств и включена в общепроизводственные расходы	-	руб.	-	-	2988240,272	Амортизационные отчисления на 6 мес.
Транспортные и прочие расходы				-	1440000	-
Транспортные расходы	-	руб.	-	-	1200000	Оценочно, прочие расходы могут составить около 20% от фонда оплаты

Выводы по разделу 3: в ходе выполнения данного раздела произведен расчет системы искусственного освещения подстанции, как одного из факторов обеспечения безопасности и охраны труда. Также выполнен укрупненный сметный расчет для определения суммарных затрат на реконструкцию.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрены вопросы модернизации трансформаторной подстанции класса напряжения 110/35/6 кВ «Лазурная».

Причинами, обусловившими необходимость проведения реконструкции, послужили как физический износ и технологическое устаревание используемого оборудования, так и расширение существующей сети распределения электроэнергии.

На начальном этапе работы был проведен анализ текущей системы электроснабжения, в ходе которого были выявлены критические точки, оказывающие наибольшее негативное влияние на общую надежность электроснабжения.

Одним из основных аспектов, ухудшающих надежность энергетической системы предприятия, выступает применение устаревшей конфигурации распределительных устройств на 110 кВ.

Данная конструкция организована в соответствии с устаревшим принципом, известным как «разъединитель-заземлитель», что сегодня не отвечает современным требованиям к эффективности и безопасности. «Обновление этого элемента инфраструктуры станет значительным шагом в повышении общей работоспособности системы электроснабжения, минимизации рисков сбоев и потерь, обеспечивая тем самым более стабильное электричество для всех потребителей» [7].

Таким образом, в рамках данной выпускной квалификационной работы были поставлены следующие задачи:

- замена оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ с демонтажем устаревшей схемы «отделитель-короткозамыкатель»;

- реализация заходов высоковольтных линий (ВЛ) 110 кВ от подстанции «Горноста́й» с формированием на подстанции «Лазурная» второго блока линия-трансформатор;
- установка второго силового трансформатора;
- обновление оборудования комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) 6 кВ.

Данный исследовательский проект охватывал всесторонний спектр действий, направленный на оптимизацию функционирования электроэнергетической системы. Основные этапы работы включали следующие действия:

- тщательный анализ и подбор силовых трансформаторов был выполнен с учетом текущих и прогнозируемых электрических нагрузок для обеспечения их эффективного функционирования в соответствии с действующими потребностями энергосистемы; [2]
- разработка была направлена на формирование оптимальной конфигурации системы электроснабжения подстанции, а также на выявление наиболее рациональных подходов к ее строению в целях повышения эффективности работы;
- детальный анализ токов короткого замыкания позволил обосновать выбор и провести проверку соответствия электротехнического оборудования установленным требованиям безопасности и надежности;
- в ходе исследования была осуществлена оценка и подбор аппаратуры коммутации, чей критерий отбора базировался на способности обеспечить устойчивость и надежность электрической системы. [2]

Добавление материала и уточнение приведенных решений может включать анализ современных тенденций в области энергетики и их потенциальное влияние на выбранные методы и аппаратуру, а также рассмотрение возможностей интеграции возобновляемых источников энергии в существующую схему электроснабжения. Это предполагает дальнейшую

эволюцию системы в свете устойчивого развития и экологической ответственности.

Достижения, проистекающие из реализации проекта, оказались значительными:

- повышение мощности электроподстанции, что предоставило дополнительные ресурсы для будущих приростов нагрузок;
- замещение устаревшего оснащения ОРУ на 110 кВ и КРУН на 6 кВ современными устройствами; [2]
- в процессе выбора замен, предпочтение отдавалось изделиям, поддерживающим политику импортозамещения, а также российским инновационным разработкам и технологиям в области электроэнергетики. [2]

В завершение работы необходимо подчеркнуть, что все цели, поставленные в рамках выпускного квалификационного проекта, были успешно реализованы с учетом всех аспектов задания. План модернизации электрической подстанции 110/35/6 кВ «Лазурная» был разработан в строгом соответствии с действующими правилами и стандартами, которые регламентируются нормативными документами и законодательством Российской Федерации, и отличается обоснованной экономической эффективностью. Разработанный проект показывает его высокую степень готовности к немедленному внедрению в практику.

Данный план включал комплексное рассмотрение всех компонентов подстанции, в том числе оценку состояния оборудования, анализ системы распределения электроэнергии и определение путей её оптимизации. Тщательный анализ эксплуатационных параметров и возможных рисков позволил нарисовать полную картину рекомендуемых обновлений. Благодаря этому комплексному подходу проект выделяется не только соответствием техническим критериям, но и предоставляет доказательства экономической целесообразности вложений, обеспечивая тем самым поддержку для возможного финансирования и выполнения работ.

Список используемых источников

1. Алиев И.И. Асинхронные двигатели в однофазном и трехфазном режимах. М.: РадиоСофт, 2004. - 128 с.
2. Быстрицкий Г. Ф. Общая энергетика : учебное пособие. М.: Юрайт, 2019. 416 с.
3. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.- Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2007. - 10 с.
4. ГОСТ 30372-95. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения. - М.: Стандартинформ. 2005
5. ГОСТ 14209-97. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые перегрузки.- Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010. - 76 с.
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ. 2014. 64 с.
7. Дед А.В., Бирюков С.В., Паршукова А.В. «Нормы качества электрической энергии» URL: https://ZZcyberleninka.ru/articleZn/normy-kachestva-elektricheskoy-energii/viewer_ (дата обращения: 06.05.2024).
8. Долин А.П., Козинова М.А. Журнал «Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность». Основные положения и требования новых нормативных документов по жесткой ошиновке ору и зру 110-500 кВ. Холдинговая компания «Электрозавод».
9. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. М.: Кнорус, 2011. - 368 с.
10. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. - М.: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2008. - 480 с.

11. Постановления Правительства РФ №861 в ред. от 29.11.2023.
12. ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. - М.: НЦ ЭНАС, 2010. - 184 с.
13. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. - М.: НЦ ЭНАС, 2007. - 40 с.
14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. - М.: Омега-Л, 2012. - 256 с.
15. Правила устройства электрических установок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010.
16. ЗЭТО. Каталог оборудования URL: <https://zeto.ru/rg-110-kv/> (дата обращения: 31.01.2025).
17. Руководство по выбору уставок Сириус ТЗ. - М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2008.
18. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. - М.: ГПЦПП Минстроя России, 1995. - 34 с.
19. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. - 96 с.
20. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2015.
21. УЭТМ. Каталог оборудования URL: <https://www.uetm.ru/fs/sources/9e/44/e9/e6/9a7e4ec9bbf1f4e08faa4075.pdf> (дата обращения: 11.10.2024).
22. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р. URL: <http://base.garant.ru> (дата обращения: 11.10.2024).