

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 ПС 110 кВ Приокская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый, на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый

Обучающийся

Т. Р. Габдрафиков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д. Л. Спиридонов

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

## Аннотация

Работа посвящена реконструкции электрической части понизительной подстанции энергосистемы 110/6 кВ «Приокская», в основе которой лежит замена силовых трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый, на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Для решения поставленных задач, осуществлен анализ исходной схемы, оценка электрических нагрузок, а также выполнен расчет токов короткого замыкания.

На основании полученных результатов, выбрано и проверено современное электрооборудование, включая новые силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой марки ТРДН мощностью 40 МВА напряжением 110/6/6 кВ, проводники и электрические аппараты, что позволяет внести качественные изменения в исходную однолинейную схему подстанции (в особенности, в схему РУ 6 кВ данного объекта).

Также рассчитана и выбрана рациональная современная и надёжная система релейной защиты и собственных нужд подстанции, обеспечивающая надёжность и эффективность работы основного оборудования реконструируемой подстанции.

## Содержание

Введение.....	4
1 Описание объекта проектирования .....	7
1.1 Исходная характеристика подстанции.....	7
1.2 Обоснование реконструкции подстанции .....	13
2 Расчёт электрических нагрузок и проверка силовых трансформаторов после реконструкции подстанции.....	18
2.1 Расчет электрических нагрузок .....	18
2.2 Проверка числа и мощности силовых трансформаторов после реконструкции подстанции .....	24
3 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции .....	29
4 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	37
4.1 Расчёт и выбор электрических аппаратов и проводников на стороне 110 кВ .....	37
4.2 Расчёт и выбор электрических аппаратов и проводников на стороне 6 кВ .....	43
5 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока.....	48
6 Релейная защита и автоматика элементов подстанции.....	54
7 Молниезащита и система заземления .....	57
7.1 Расчёт системы молниезащиты подстанции .....	57
7.2 Расчёт системы заземления подстанции.....	60
Заключение .....	67
Список используемых источников.....	72

## Введение

Современное состояние электроэнергетики Российской Федерации характеризуется интенсивным развитием промышленного и коммунально-бытового сектора, ростом потребностей в надёжном электроснабжении потребителей первой и второй категорий надёжности и необходимостью повышения эффективности работы электроэнергетических объектов.

Одной из основных проблем в функционировании энергосистемы страны является физический и моральный износ энергетического оборудования, особенно на объектах, введённых в эксплуатацию в середине прошлого века.

В этих условиях важнейшей задачей является модернизация и реконструкция подстанций электросетевого хозяйства, направленная на повышение надёжности электроснабжения, экономическую эффективность, безопасность и снижение эксплуатационных затрат.

Реконструкция понизительных подстанций энергосистемы, являющихся ключевым элементом в передаче и распределении электрической энергии, является актуальным направлением технического перевооружения российской электроэнергетики [19].

Согласно действующим нормативным требованиям, при реконструкции объектов электросетевого хозяйства необходимо учитывать повышение пропускной способности трансформаторного и коммутационного оборудования, обеспечение резервирования и стабильности электроснабжения потребителей, внедрение современных систем релейной защиты и автоматики, а также использование оборудования, соответствующего современным экологическим и энергоэффективным стандартам.

Важным аспектом проведения реконструкции подстанции, является также замена силовых трансформаторов, от состояния и технических параметров которых напрямую зависит устойчивость работы системы и

качество электроснабжения потребителей. Приведённые аспекты формируют актуальность проводимых в работе исследований.

Согласно заданию, в настоящей работе проводится реконструкция понизительной подстанции (ПС) 110/6 кВ «Приокская», расположенной в Нижегородской области, городе Нижний Новгород, на улице Бекетова, 3Г.

Установлено, что подстанция введена в эксплуатацию в 1958 году и в настоящее время обеспечивает электроснабжение значительного числа промышленных и коммунальных потребителей региона. Также известно, что реконструкция подстанции с момента её ввода в эксплуатацию до настоящего времени, не проводилась.

В ходе эксплуатации данного объекта отмечен существенный рост нагрузки, превышающий проектные значения, что требует реализации мероприятий по увеличению проектной мощности нагрузки, обновлению трансформаторного оборудования, с последующим внесением всех изменений в схему главных электрических соединений подстанции.

Таким образом, основная цель данной работы заключается в реконструкции ПС 110/6 кВ «Приокская», которая проводится с заменой двух силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 31,5 МВА каждый на два силовых трансформатора с расщеплёнными обмотками марки ТРДН мощностью по 40 МВА и напряжением 110/6/6 кВ.

Актуальность работы определяется тем, что реконструкция ПС 110/6 кВ «Приокская» способна значительно повысить показатели надёжности, безопасности и экономичности всей энергосистемы региона, и существенно уменьшить расходы на обслуживание электрооборудования, перетоки реактивных мощностей и потери активной электроэнергии в электрической сети Нижегородской области.

Для «достижения поставленной цели в ходе выполнения работы требуется решить ряд задач, таких как проведение анализа исходного состояния электрической схемы и оборудования подстанции, расчет электрических нагрузок, проверка выбранных технических решений по

силовым трансформаторам» [10], электрическим аппаратам и проводникам на соответствие условиям эксплуатации и режимам работы энергосистемы.

Важной задачей является также выполнение расчётов токов короткого замыкания, позволяющих выбрать и проверить электрическое оборудование и аппараты релейной защиты на соответствие требованиям по электродинамической и термической стойкости.

Методологическая основа исследования базируется на использовании современных расчётных методов, таких как метод коэффициентов спроса для расчёта нагрузок, метод симметричных компонентов для расчёта токов короткого замыкания, а также «анализ нормативно-технической документации и передовых технических решений в области реконструкции объектов электросетевого хозяйства. Применение указанных методов позволяет получить достоверные данные и обеспечить эффективность принимаемых решений» [10].

Практическая ценность работы заключается в том, что результаты, полученные в ходе реконструкции подстанции 110/6 кВ «Приокская», позволят повысить надёжность и безопасность электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей Нижнего Новгорода, существенно снизить эксплуатационные расходы и потери электроэнергии, а также создать условия для дальнейшего развития инфраструктуры энергосистемы региона, учитывая перспективы роста электропотребления.

# 1 Описание объекта проектирования

## 1.1 Исходная характеристика подстанции

Далее в работе проводится анализ исходных данных по «электрической части подстанции 110/6 кВ «Приокская» (объект ВКР).

По месту расположения в системе региона, данная подстанция относится к тупиковому типу.

Проводится описание схемных решений, принятых на данной подстанции 110/6 кВ.

Рассматриваемая подстанция 110/6 кВ расположена в Нижегородской области, в городе Нижний Новгород, на улице Бекетова, 3Г.

Она питает промышленные и коммунальные потребители региона и введена в эксплуатацию в 1958 году.

Расположение подстанции 110/6 кВ «Приокская» на карте местности [16] показано на рисунке 1.



Рисунок 1 – Расположение подстанции 110/6 кВ «Приокская» на карте местности

Рассматриваемая подстанция питает промышленные и коммунальные потребители региона.

Она была введена в эксплуатацию в 1958 году.

Установлено, что на питающей подстанции 110/6 кВ «Приокская» расположены два распределительных устройства (110 кВ и 6 кВ), а также два силовых двухобмоточных трансформатора марки ТДГ-31500/110 (Т1 и Т2).

Все они показаны на «исходной схеме электрических соединений подстанции, представленной в графической части работы.

Проводится характеристика основных схемных решений, принятых на подстанции. Распределительное устройство напряжением 110 кВ конструктивно выполнено открытым (далее – ОРУ-110 кВ)» [16].

Всё оборудование ОРУ-110 кВ размещено на унифицированных железобетонных опорах с металлическими конструкциями для установки и крепления электрического оборудования.

Среди основного оборудования, установленного в ОРУ-110 кВ подстанции, можно выделить «масляные баковые выключатели высокого напряжения марки МКП-110М/1000-20 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока, разъединители марки РНДЗ-110/1000 УХЛ1» [16], а также ограничители перенапряжения ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1.

Данное оборудование играет важную роль в обеспечении надежности и безопасности функционирования распределительного устройства и всей подстанции в целом. Однако выключатели и разъединители в нём являются устаревшими и требуют замены.

«В ОРУ-110 кВ подстанции 110/6 кВ применяются схема 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линии».

Схема 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линии» позволяет организовать гибкое подключение высоковольтных линий» [16] к распределительным устройствам, ориентированным на бесперебойное снабжение потребителей подстанции.

Применение такой конфигурации уменьшает объём коммутационного оборудования и упрощает обслуживание, поскольку выключатели блоков отвечают за оперативные операции, а перемычка изолирует проблемные участки при аварийных и плановых работах.

Такая схема даёт значительную экономическую выгоду из-за сокращения числа дорогостоящих аппаратов, а сам процесс эксплуатации упрощается, потому что при отключении блока сохраняется возможность подачи мощности на другие присоединения.

В условиях промышленных потребителей, которые питаются от подстанции 110/6 кВ, где значительна доля механизмов с большой пусковой нагрузкой, конструкция двух блоков облегчает управление режимами, связанных с периодическими остановками и запусками технологических линий.

В частности, освобождение одного блока для регламентных операций не вызывает продолжительных перерывов в питании важных участков производства.

Использование неавтоматической перемычки со стороны линии расширяет возможности быстрого перекидывания нагрузки между блоками, что особенно актуально при сезонных колебаниях спроса и плановом увеличении мощности, когда новая технологическая линия вводится в работу.

Дополнительным преимуществом данного схемного решения, является повышение уровня селективности защит, так как схема предусматривает чёткое разграничение зон ответственности, позволяя локализовать короткие замыкания или утечки тока с минимальным влиянием на общий производственный процесс.

Степень надёжности подстанции растёт за счёт двух независимых линий для обеспечения трансформации электроэнергии, обеспечивающих параллельную работу или резервирование, что исключает негативные последствия при выходе из строя какого-либо участка.

Такой подход хорошо сочетается с необходимостью поддерживать круглосуточный цикл работы подстанции, а вынужденные отключения не угрожают финансовой стабильности предприятия и срокам отгрузки готовой продукции.

На основании проведённого анализа, применяемая схема соответствует техническим и экономическим критериям для производственного объекта, работающего в условиях непрерывной технологической загрузки, повышенной удельной мощности и строгих требований к надёжности.

«РУ-6 кВ предназначено для приема и распределения электроэнергии среди потребителей на уровне напряжения 6 кВ.

В этом устройстве, выполненном в виде закрытого распределительного устройства» [16] (ЗРУ), использует комплектные ячейки внутренней установки типа КРУ.

Здание ЗРУ-6 кВ объединено с «помещением общеподстанционного пункта управления (ОПУ), помещениями для ремонтно-эксплуатационного персонала и аппаратуры связи.

В РУ-6 кВ» [16] подстанции 110/6 кВ применяются схема 6-9 «Одна секционированная система шин».

Данная схема является решением, обеспечивающим надёжное электроснабжение потребителей при умеренном количестве коммутационных аппаратов и оптимальном уровне затрат на реализацию проекта.

Такая конфигурация способствует упрощению оперативного управления: одна общая система шин функционирует как единый узел распределения, а секционный выключатель даёт возможность изолировать часть оборудования для выполнения регламентных работ или устранения повреждений.

Подобное решение ведёт к снижению аварийных рисков, поскольку короткое замыкание на одном присоединении не вызывает полного отключения всего участка сети, позволяя сохранять питание отходящих

линий, которые остаются присоединёнными к работающей системе сборных шин схемы.

Дополнительный фактор в пользу такой схемной конфигурации – соответствие современным стандартам безопасности и пожарной защиты.

Таким образом установлено, что все схемные решения, принятые на подстанции, являются стабильной основой для построения гибкой и надёжной сети, обеспечивая достаточное резервирование и повышая уровень управляемости, что отвечает требованиям долгосрочной эксплуатации в условиях непрерывного роста потребления.

В составе РУ-6 кВ установлены «защитные и коммутационные аппараты, такие как горшковые масляные выключатели марки ВМГ-133-20/600 УХЛ1, а также измерительные трансформаторы тока и напряжения марки ТПЛ-10 и НАМИ-10 соответственно.

Для обеспечения питания собственных нужд подстанции в РУ-6 кВ установлены два трансформатора собственных нужд» [16] марки ТМГ-160/6, с дополнительными трансформаторами напряжения в некоторых ячейках, что позволяет поддерживать работоспособность автоматики, телеизмерений, сигнализации, а также освещение территории и зданий РУ-6 кВ и ОПУ подстанции. Таким образом установлено, что оборудование РУ-6 кВ, также, как и оборудование ОРУ-110 кВ, нуждается в замене. Характеристики силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд подстанции 110/6 кВ «Приокская» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд подстанции 110/6 кВ «Приокская»

Диспетчерское наименование	Тип	Номинальная мощность обмоток, кВА			Номинальное напряжение обмоток, кВ		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
Т1	ТДГ-31500/110	31500	-	31500	115,00	-	6,30
Т2	ТДГ-31500/110	31500	-	31500	115,00	-	6,30
ТСН-1	ТМГ-160/6	160	-	160	6,30	-	0,40
ТСН-2	ТМГ-160/6	160	-	160	6,30	-	0,40

Подстанция 110/6 кВ «Приокская» обслуживает на напряжении 6 кВ восемь отходящих линий к потребителям 6 кВ и два ТСН (всего – 10 ячеек нагрузки напряжением 6 кВ).

Детальная информация о потребителях и их максимальной потребляемой нагрузке ПС-110/6 кВ «Приокская», представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные потребителей ПС-110/6 кВ «Приокская»

Класс напряжения	Секция шин/номер линии	Состав потребителей	$P_m$ , кВт
6 кВ	I/Л1	Бытовая и коммунальная нагрузка	1000,0
6 кВ	I/Л2	Бытовая и коммунальная нагрузка	750,0
6 кВ	I/Л3	Бытовая и коммунальная нагрузка	750,0
6 кВ	I/-	ТСН	100,0
6 кВ	I/Л4	Бытовая и коммунальная нагрузка	1000,0
Всего нагрузки I секции шин 6 кВ			3600,0
6 кВ	II/Л5	Бытовая и коммунальная нагрузка	1000,0
6 кВ	II/Л6	Бытовая и коммунальная нагрузка	750,0
6 кВ	II/Л7	Бытовая и коммунальная нагрузка	750,0
6 кВ	II/-	ТСН	100,0
6 кВ	II/Л8	Бытовая и коммунальная нагрузка	1000,0
Всего нагрузки II секции шин 6 кВ			3600,0
Всего нагрузки 6 кВ			7200,0

Географическая специфика зоны размещения подстанции характеризуется наличием природных водных артерий, влажным климатом и сезонными температурными колебаниями, что накладывает дополнительные требования к устойчивости изоляции, системе осушения оборудования и эксплуатации коммутационных аппаратов.

Регулярные плановые проверки и диагностика позволяют своевременно выявлять дефекты в цепях электропитания и контактных соединениях, предотвращая аварийные ситуации и повышая общий уровень надежности.

Питающая сеть 110 кВ, к которой подключена подстанция, образует единый комплекс высоковольтных линий, связывающих региональные и межрегиональные центры нагрузок Нижегородской области.

Приведённая в работе исходная техническая информация по объекту исследования используется далее.

## 1.2 Обоснование реконструкции подстанции

Далее в работе проводится обоснование реконструкции подстанции 110/6 кВ «Приокская».

Как было «указано ранее, по месту расположения в системе региона, данная подстанция относится к тупиковому типу.

Однако, в связи с проведением реконструкции и вводе в эксплуатацию новой транзитной воздушной линии 110 кВ от ПС-110/6 кВ «Молитовская» до рассматриваемой в работе ПС-110/6 кВ «Приокская» [16], которая проходит через реку Оку и связывает подсистемы энергетической системы Нижнего Новгорода, данная подстанция приобретает важнейшую роль и становится связующей транзитной подстанцией [2]. «Таким образом, в схеме подстанции требуются изменения, что осуществляется в работе далее.

Новая транзитная линия ВЛ-110 кВ, которая подключается к подстанции 110/6 кВ «Приокская» на стороне 110 кВ от ПС-110/6 кВ «Молитовская» [16], показана на рисунке 2.



Рисунок 2 – Новая линия ВЛ-110 кВ, которая подключается к подстанции 110/6 кВ «Приокская» на стороне 110 кВ

Таким образом, увеличение загрузки трансформаторов подстанции связано с планируемым подключением новых потребителей электроэнергии.

Данный фактор обуславливает необходимость её реконструкции.

Кроме того, данный фактор требует проверки и замены силовых трансформаторов мощностью 31,5 МВА каждый, на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Таким образом, реконструкция ПС-110/6 кВ «Приокская» предполагает внедрение радикальных практических изменений в схему главных электрических соединений подстанции:

- в связи с вводом в эксплуатацию новой транзитной линии 110 кВ, которая подключается к «подстанции 110/6 кВ «Приокская» на стороне 110 кВ от ПС-110/6 кВ «Молитовская», последняя переходит с концевой на транзитную подстанцию, следовательно, её схему на стороне 110 кВ предлагается изменить на схему 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», которая полностью подходит для нового типа данной подстанции» [16] и обеспечит надёжное электроснабжение всей подстанции с учётом резервирования и транзита мощности ав энергосистеме;
- в связи с увеличением транзитной нагрузки, предлагается заменить два силовых трансформатора марки ТДГ-31500/110 на два силовых трансформатора марки ТРДН-40000/110;
- в связи с применением трансформаторов с расщеплённой обмоткой, на стороне 6 кВ подстанции предлагается использовать схему «Две секционированные системы сборных шин», которая обеспечит надёжность и экономичность электроснабжения потребителей с достаточным уровнем резервирования в системе;
- в связи с применением устаревших и неэффективных электрических аппаратов, которые были введены в эксплуатацию в 1958 году, и в данный момент не допускают даже частичную модернизацию,

предлагается их полностью заменить на современные аппараты, которые планируется выбрать в работе далее.

Далее проводится обоснование предложенных мероприятий.

Реконструкция понизительной подстанции ПС-110/6 кВ «Приокская» является необходимым условием для «обеспечения надёжного электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей города Нижний Новгород, с учётом значительного увеличения нагрузки, вызванного развитием инфраструктуры и промышленности в регионе.

Предложенные в работе изменения схемы электрических соединений на стороне 35 кВ подстанции также обусловлены её переходом с концевой работы на транзитный.

Известно, что такой режим характеризуется необходимостью «повышения надёжности» [13], оперативности обслуживания и удобства выполнения оперативных коммутационных мероприятий.

Именно с целью реализации указанных задач принята «схема 110-5Н («мостик» с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий), которая» [3] в полной мере удовлетворяет требованиям резервирования, предъявляемым к объектам с транзитным режимом работы и потребителям первой и второй категорий надёжности.

Применение данной схемы позволяет оперативно выполнять техническое обслуживание отдельных линий и присоединений, не прерывая при этом электроснабжение потребителей.

Также схема 110-5Н обеспечивает возможность быстрого восстановления электроснабжения потребителей путём оперативных переключений, что является важнейшим условием стабильного функционирования энергосистемы.

Таким образом, данное мероприятие обосновано.

Важной частью реконструкции является замена существующих силовых трансформаторов марки ТДГ-31500/110 на современные силовые трансформаторы марки ТРДН-40000/110.

Данные трансформаторы обладают повышенной мощностью, что позволяет покрыть возросшие электрические нагрузки, обусловленные развитием промышленности и городского хозяйства Нижнего Новгорода.

Кроме того, новые трансформаторы оснащены расщеплёнными вторичными обмотками, благодаря чему обеспечивается возможность формирования двух независимых секций сборных шин на стороне 6 кВ, что существенно повышает эксплуатационную гибкость, надёжность схемы и позволяет организовать раздельное электроснабжение потребителей, обеспечивая их резервирование [3].

Применение таких схемных решений способствует минимизации последствий аварийных отключений и увеличению стабильности работы системы.

Таким образом, данное мероприятие также обосновано.

Установлено, что необходимость полной замены электрических аппаратов в распределительных устройствах 110 и 6 кВ подстанции продиктована их физическим и моральным устареванием.

В результате проведения анализа исходного состояния оборудования было показано, что значительная часть выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов и других аппаратов была введена в эксплуатацию более 60 лет назад, и в настоящее время полностью исчерпала эксплуатационный ресурс.

В связи с этим, замена устаревшего оборудования на современные разработки позволит существенно снизить риск возникновения аварийных ситуаций и улучшить условия эксплуатации. Перечисленные мероприятия по реконструкции ПС-110/6 кВ «Приокская» принимаются за основу и детально рассматриваются в работе далее.

Выводы по разделу.

Установлено, что реконструкция ПС-110/6 кВ «Приокская» предполагает внедрение радикальных практических изменений в схему главных электрических соединений подстанции:

- в связи с вводом в эксплуатацию новой транзитной линии 110 кВ, которая подключается к подстанции 110/6 кВ «Приокская» на стороне 110 кВ от ПС-110/6 кВ «Молитовская», последняя переходит с концевой на транзитную подстанцию, следовательно, её схему на стороне 110 кВ предлагается изменить на схему 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»;
- в связи с увеличением транзитной нагрузки, предлагается заменить два силовых трансформатора марки ТДГ-31500/110 на два силовых трансформатора с расщеплённой обмоткой марки ТРДН-40000/110;
- в связи с применением трансформаторов с расщеплённой обмоткой, на стороне 6 кВ подстанции предлагается использовать схему «Две секционированные системы сборных шин», которая обеспечит надёжность и экономичность электроснабжения потребителей с достаточным уровнем резервирования в системе;
- в связи с применением устаревших и неэффективных электрических аппаратов, которые были введены в эксплуатацию в 1958 году, и в данный момент не допускают даже частичную модернизацию, предлагается их полностью заменить на современные аппараты, которые планируется выбрать в работе далее.

Предложенный комплекс мероприятий по реконструкции подстанции 110/6 кВ «Приокская» технически обоснован и направлен на качественное улучшение эксплуатационных характеристик и экономических показателей её работы, что позволит удовлетворить растущие потребности потребителей, обеспечить требуемую надёжность электроснабжения и соответствие объекта современным нормативно-техническим требованиям энергетики.

## **2 Расчёт электрических нагрузок и проверка силовых трансформаторов после реконструкции подстанции**

### **2.1 Расчет электрических нагрузок**

Расчёт электрических нагрузок на подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области после реализации мероприятий по реконструкции её схемы, представляет собой важнейшую инженерную задачу, направленную на обеспечение устойчивого и экономически эффективного функционирования данного объекта.

Данная необходимость обусловлена существенным изменением условий эксплуатации электрооборудования после проведения реконструкции, связанной как с вводом в эксплуатацию нового технологического оборудования на промышленных и коммунальных объектах, так и с увеличением нагрузки уже существующих потребителей.

Корректность расчётов нагрузок является определяющим фактором, обеспечивающим надёжность функционирования энергооборудования подстанции, соблюдение нормативных требований и оптимизацию технических решений, принятых в рамках проекта реконструкции электрической сети объекта.

При выполнении расчёта нагрузок подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области применён аналитический метод коэффициентов спроса и коэффициентов одновременности, позволяющий наиболее точно определить прогнозируемые величины нагрузок отдельных групп потребителей и объекта в целом.

Данные методы расчёта выбраны в связи с их высоким уровнем достоверности, проверенным опытом применения в отечественной практике и соответствием требованиям действующих нормативно-технических документов.

Кроме того, метод коэффициентов спроса, используемый для расчёта нагрузок отдельных потребителей подстанции, позволяет учитывать специфику режимов работы каждого конкретного потребителя, отражая реальное энергопотребление оборудования, функционирующего на подстанции после реконструкции, что обеспечивает рациональный и экономически целесообразный выбор электрооборудования.

Результаты выполненных расчётов позволяют выбрать и «обосновать» мощность и типы трансформаторов, проводников и коммутационных аппаратов, обеспечивая при этом соответствие проектируемой схемы действующим нормам и правилам документов, а также отраслевым стандартам электробезопасности и пожарной безопасности.

Таким образом, расчёт электрических нагрузок на подстанции 110/6 кВ «Приокская» после реконструкции является обязательным этапом, результаты которого используются для дальнейшего выбора и проверки электротехнического оборудования, определения режимов эксплуатации и надёжности энергосистемы в целом, а также служат основой для проведения дальнейших этапов, направленных» [6] на повышение энергоэффективности и надёжности системы электроснабжения Нижегородской области.

В связи с предполагаемым применением силовых трансформаторов с расщеплённой обмоткой марки ТРДН-40000/110, на стороне 6 кВ подстанции предлагается использовать схему «Две секционированные системы сборных шин», которая обеспечит надёжность и экономичность электроснабжения потребителей с достаточным уровнем резервирования в данной системе.

С учётом этого, проводится разделение нагрузки 6 кВ на четыре секции сборных шин, которые образуют две секционированные выключателями, системы сборных шин. Кроме того, исходные данные нагрузки подстанции после реконструкции также увеличились.

Данные потребителей ПС-110/6 кВ «Приокская» после внедрения схемы «Две секционированные системы сборных шин» и увеличения нагрузки потребителей, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные потребителей ПС-110/6 кВ «Приокская» после внедрения схемы «Две секционированные системы сборных шин» и увеличения нагрузки потребителей

Класс напряжения	Номер линии	Состав потребителей	$P_m$ , кВт
Трансформатор Т-1			
Нагрузка I секции сборных шин 6 кВ Т-1			
6 кВ	Л1	Бытовая и коммунальная нагрузка	6000,0
6 кВ	Л2	Бытовая и коммунальная нагрузка	5000,0
Всего нагрузки I секции сборных шин 6 кВ Т-1			11000,0
Нагрузка II секции сборных шин 6 кВ Т-1			
6 кВ	Л3	Бытовая и коммунальная нагрузка	6000,0
6 кВ	Л4	Бытовая и коммунальная нагрузка	5000,0
Всего нагрузки II секции сборных шин 6 кВ Т-1			11000,0
Всего нагрузки 6 кВ Т-1			22000,0
Трансформатор Т-2			
Нагрузка I секции сборных шин 6 кВ Т-2			
6 кВ	Л5	Бытовая и коммунальная нагрузка	6000,0
6 кВ	Л6	Бытовая и коммунальная нагрузка	5000,0
Всего нагрузки I секции сборных шин 6 кВ Т-2			11000,0
Нагрузка II секции сборных шин 6 кВ Т-2			
6 кВ	Л7	Бытовая и коммунальная нагрузка	6000,0
6 кВ	Л8	Бытовая и коммунальная нагрузка	5000,0
Всего нагрузки II секции шин сборных 6 кВ Т-2			11000,0
Всего нагрузки 6 кВ Т-2			22000,0
Всего нагрузки 6 кВ подстанции после реконструкции			44000,0

«Максимальная расчётная активная нагрузка присоединений подстанции, кВт» [6]:

$$P_p = P_n \cdot K_c, \quad (1)$$

где « $P_n$  – номинальная (паспортная) активная нагрузка, кВт;

$K_c$  – значение коэффициента спроса» [7].

«Так как подстанция работает в непрерывном продолжительном режиме круглосуточно, принимается значение  $K_c = 1$ .

Максимальная расчётная полная нагрузка присоединений подстанции, кВА» [6]:

$$S_P = \frac{P_P}{\cos \varphi}, \quad (2)$$

где  $\cos \varphi$  - «коэффициент активной мощности, о.е.» [7].

«Максимальная расчётная реактивная нагрузка присоединений подстанции, квар» [6]:

$$Q_P = \sqrt{S_P^2 - P_P^2}. \quad (3)$$

«После реконструкции, с учётом увеличения нагрузки и разделения потребителей на 4 секции сборных шин, суммарная нагрузка на сборных шинах 6 кВ подстанции» [6]:

$$P_{p.i} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_p, \quad (4)$$

$$Q_{p.i} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n Q_p, \quad (5)$$

$$S_{p.i} = \sqrt{P_{p.i}^2 + Q_{p.i}^2}, \quad (6)$$

где  $P_{p.i}$ ,  $Q_{p.i}$ ,  $S_{p.i}$  - «соответственно, значение расчётной активной,

реактивной и полной нагрузки на сборных шинах 6 кВ подстанции;

$K_o$  – коэффициент одновременности максимума нагрузок на

сборных шинах 6 кВ подстанции, о.е.» [6].

В связи с разделением нагрузки 6 кВ на четыре секции сборных шин, которые образуют две секционированные выключателями, системы сборных шин, нагрузка на каждый трансформатор с расщеплённой обмоткой будет равен сумме секций сборных шин подстанции:

$$P_{p.Ti} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{p.i}, \quad (7)$$

$$Q_{p.Ti} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n Q_{p.i}, \quad (8)$$

$$S_{p.Ti} = \sqrt{P_{p.Ti}^2 + Q_{p.Ti}^2}, \quad (9)$$

где  $P_{p.Ti}$ ,  $Q_{p.Ti}$ ,  $S_{p.Ti}$  - «соответственно, значение расчётной активной, реактивной и полной нагрузки на сборных шинах 6 кВ трансформатора;  
 $K_o$  – коэффициент одновременности максимума нагрузок на сборных шинах 6 кВ подстанции, о.е.» [6].

Суммарная нагрузка подстанции определяется алгебраической суммой нагрузок двух силовых трансформаторов [8]:

$$P_{p.ПС} = P_{p.T1} + P_{p.T2}, \quad (10)$$

$$Q_{p.ПС} = Q_{p.T1} + Q_{p.T2}, \quad (11)$$

$$S_{p.ПС} = \sqrt{P_{p.ПС}^2 + Q_{p.ПС}^2}, \quad (12)$$

где « $P_{p.T1}$ ,  $Q_{p.T1}$  – соответственно, расчётная активная и реактивная нагрузка на сборных шинах первого трансформатора подстанции;  
 $P_{p.T2}$ ,  $Q_{p.T2}$  – соответственно, расчётная активная и реактивная нагрузка на сборных шинах второго трансформатора» [8].

«При этом значение расчётного тока нагрузки» [8]:

$$I_{p.} = \frac{S_{p.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (13)$$

где « $U_n$  – номинальное напряжение, кВ» [8].

«На примере линии Л1 «Бытовая и коммунальная нагрузка» напряжением 6 кВ» [8] первой секции сборных шин 6 кВ подстанции:

$$P_p = 6000 \cdot 1 = 6000 \text{ кВт},$$

$$S_p = \frac{6000}{0,94} \approx 6383 \text{ кВА},$$

$$Q_p = \sqrt{6383^2 - 6000^2} = 2177,8 \text{ квар},$$

$$I_{p.} = \frac{6383}{\sqrt{3} \cdot 6} = 614,2 \text{ А}.$$

Последующий расчет электрических нагрузок подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области после реконструкции производится аналогично, результаты заносятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта электрических нагрузок после проведения реконструкции на подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области

Номер линии	Состав потребителей	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА	$I_p$ , А
Трансформатор Т-1					
Нагрузка I секции сборных шин 6 кВ Т-1					
Л1	Бытовая и коммунальная нагрузка	6000,0	2177,8	6383,0	614,2
Л2	Бытовая и коммунальная нагрузка	5000,0	1814,6	5319,1	511,8
Всего нагрузки I секции СШ 6 кВ Т-1 ( $K_o=0,9$ )		9900,0	3593,2	10531,9	1013,7
Нагрузка II секции сборных шин 6 кВ Т-1					
Л3	Бытовая и коммунальная нагрузка	6000,0	2177,8	6383,0	614,2
Л4	Бытовая и коммунальная нагрузка	5000,0	1814,6	5319,1	511,8
Всего нагрузки II секции СШ 6 кВ Т-1 ( $K_o=0,9$ )		9900,0	3593,2	10531,9	1013,7
Всего нагрузки 6 кВ Т-1 ( $K_o=0,9$ )		17820,0	6467,8	18957,4	1824,6
Трансформатор Т-2					
Нагрузка I секции сборных шин 6 кВ Т-2					
Л5	Бытовая и коммунальная нагрузка	6000,0	2177,8	6383,0	614,2
Л6	Бытовая и коммунальная нагрузка	5000,0	1814,6	5319,1	511,8
Всего нагрузки I секции СШ 6 кВ Т-2 ( $K_o=0,9$ )		9900,0	3593,2	10531,9	1013,7
Нагрузка II секции сборных шин 6 кВ Т-2					
Л7	Бытовая и коммунальная нагрузка	6000,0	2177,8	6383,0	614,2
Л8	Бытовая и коммунальная нагрузка	5000,0	1814,6	5319,1	511,8
Всего нагрузки II секции СШ 6 кВ Т-2 ( $K_o=0,9$ )		9900,0	3593,2	10531,9	1013,7
Всего нагрузки 6 кВ Т-2 ( $K_o=0,9$ )		17820,0	6467,8	18957,4	1824,6
Всего нагрузки 6 кВ подстанции		35640,0	12935,6	37914,9	3649,2

Таким образом, полученные расчёты электрических нагрузок на подстанции 110/6 кВ «Приокская» после реконструкции используются для «дальнейшего выбора и проверки электротехнического оборудования, определения режимов эксплуатации и надёжности энергосистемы в целом, а также служат основой для проведения дальнейших этапов проектирования, направленных» [8] на повышение энергоэффективности и надёжности не только реконструируемой подстанции, но и всей энергосистемы Нижегородской области.

## **2.2 Проверка числа и мощности силовых трансформаторов после реконструкции подстанции**

Основным мероприятием реконструкции ПС 110/6 кВ «Приокская» является замена двух силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 31,5 МВА каждый на два силовых трансформатора с расщеплёнными обмотками марки ТРДН мощностью по 40 МВА и напряжением 110/6/6 кВ.

Данные трансформаторы необходимо проверить на перегрузочную способность, так как известно, что данные нагрузки подстанции после реконструкции значительно увеличились, а схемы на стороне 110 кВ и 6 кВ – кардинально изменились.

Полученные в ходе расчётов нагрузки позволили установить оптимальный уровень загрузки силовых трансформаторов марки ТРДН 40 МВА с расщеплёнными вторичными обмотками напряжением 110/6/6 кВ, которые обеспечивают необходимое резервирование и позволяют исключить перегрузку оборудования в послеаварийных режимах работы энергосистемы.

Далее проводится проверка силовых трансформаторов марки ТРДН-40000/110, на соответствие увеличившейся нагрузке потребителей подстанции в связи с её реконструкцией.

На первом этапе подтверждается применение двух силовых трансформаторов на подстанции, что оправдано не только по причине

повышенных требований к надёжности, но и с точки зрения гибкости эксплуатационных режимов.

При этом применяется раздельная работа двух трансформаторов, что способствует распределению нагрузок и снижает вероятность перегрева обмоток, а также уменьшает удельные потери.

Мониторинг загрузки и своевременная оценка технического состояния каждого трансформатора подстанции позволяют оптимизировать график ремонтов и продлевать ресурс оборудования.

При этом соответствующее разделение потоков мощности снижает пиковое тепловое воздействие на изоляцию и минимизирует риск повреждений во время режимов перегрузки.

Известно, что увеличение числа трансформаторов свыше двух обычно не имеет достаточного экономического эффекта, поскольку возрастает совокупная стоимость монтажа, обслуживания и ремонта дополнительного оборудования [13].

«Расчётная мощность силового трансформатора для установки на двухтрансформаторной подстанции» [16]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} \geq \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot 0,7}, \quad (14)$$

где « $S_{p.ПС}$  – расчётная суммарная нагрузка подстанции» [16].

Проверка силовых трансформаторов марки ТРДН-40000/110, на соответствие увеличившейся нагрузке потребителей подстанции в связи с её реконструкцией, по формуле (14) выполняется:

$$40000 \text{ кВА} \geq \frac{37914,9}{2 \cdot 0,7} \approx 27082,1 \text{ кВА}.$$

«Проверка силовых трансформаторов, устанавливаемых на подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области после проведения реконструкции её схемы, является важной и необходимой задачей, направленной на обеспечение надежности» [16] и долговечности работы электрооборудования, а также гарантирование бесперебойного электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей, подключённых к данной подстанции.

В результате реконструкции были выбраны современные двухобмоточные силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой марки ТРДН-40000/110 мощностью 40 МВА, оснащённые системой регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), обладающие достаточным резервом по мощности и современными системами охлаждения, что позволяет эффективно эксплуатировать их в различных режимах работы.

«Проверка трансформаторов осуществляется по двум важным направлениям: соответствие фактической загрузки трансформаторов в нормальном эксплуатационном режиме и допустимость аварийных перегрузок оборудования в послеаварийном режиме работы» [16].

В нормальном режиме эксплуатации выбранные трансформаторы должны обеспечивать бесперебойное питание потребителей при максимально возможных расчётных нагрузках без превышения допустимых температурных пределов и с сохранением заданных параметров качества электроэнергии, что является обязательным требованием для функционирования объектов промышленной и коммунальной инфраструктуры.

Данная проверка проводится по следующему условию [2]:

$$K_{3.H} = \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot S_{T.НОМ}} \leq 0,7. \quad (15)$$

Условие проверки по формуле (15) выполняется:

$$K_{3.H} = \frac{37914,9}{2 \cdot 40000} = 0,47 \leq 0,7.$$

Кроме того, важным аспектом является проверка трансформаторов на возможность кратковременной работы в послеаварийных режимах, когда один из трансформаторов отключен из-за аварии или планового ремонта, а нагрузка распределяется на оставшийся в работе трансформатор.

В этом случае силовые трансформаторы марки ТРДН мощностью 40 МВА и напряжением 110/6/6 кВ должны выдерживать кратковременные перегрузки, не допуская перегрева обмоток выше допустимых значений, чтобы исключить повреждения оборудования и предотвратить длительные перерывы в энергоснабжении потребителей.

Учитывая современные конструктивные решения данных трансформаторов, в том числе наличие масляного охлаждения с дутьём и расщеплённые обмотки низшего напряжения, обеспечивается высокий запас устойчивости оборудования в аварийных ситуациях и повышенная способность трансформаторов выдерживать кратковременные токовые перегрузки.

Данная проверка проводится по следующему условию [2]:

$$K_{3.П} = \frac{S_{ПС}}{S_{Т.НОМ}} \leq 1,4. \quad (16)$$

Условие проверки по формуле (16) выполняется:

$$K_{3.H} = \frac{37914,9}{1 \cdot 40000} = 0,95 \leq 1,4.$$

Проведённый в работе анализ показывает, что выбранные к установке на подстанции 110/6 кВ «Приокская» трансформаторы марки ТРДН-40 МВА

полностью удовлетворяют всем предъявляемым нормативным требованиям как по допустимой нагрузке в обычных режимах эксплуатации, так и по способности кратковременного выдерживания перегрузок в послеаварийных режимах.

Следовательно, принятые в проекте трансформаторы не только обеспечивают необходимый запас по мощности, но и способствуют повышению эксплуатационной надёжности подстанции и улучшению качества электроснабжения региона, отвечая современным техническим требованиям и стандартам, а также создавая значительные предпосылки для дальнейшего развития системы электроснабжения в Нижегородской области.

Выводы по разделу.

Получены расчёты электрических нагрузок на подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области после реконструкции:

- отдельных присоединений потребителей;
- секций сборных шин 6 кВ;
- силовых трансформаторов;
- всей подстанции.

В результате проведения анализа установлено, что выбранные к установке на подстанции 110/6 кВ «Приокская» работе силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой марки ТРДН-40 МВА полностью удовлетворяют всем предъявляемым нормативным требованиям как по допустимой нагрузке в обычных режимах эксплуатации, так и по способности кратковременного выдерживания перегрузок в послеаварийных режимах.

Таким образом, принятые в работе силовые трансформаторы не только обеспечивают необходимый запас по мощности, но и способствуют повышению эксплуатационной надёжности подстанции и улучшению качества электроснабжения региона, отвечая современным техническим требованиям и стандартам, а также создавая значительные предпосылки для дальнейшего развития системы электроснабжения в Нижегородской области.

### **3 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции**

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) на подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области, оснащённой после реконструкции двумя современными силовыми трансформаторами типа ТРДН-40000/110 с расщеплённой обмоткой напряжением 110/6/6 кВ и мощностью 40 МВА каждый, является важнейшей задачей для обеспечения надёжной и безопасной эксплуатации всего объекта.

Данный расчёт представляет собой один из ключевых этапов проектирования и последующей модернизации электрических сетей, поскольку его результаты оказывают прямое влияние на выбор коммутационного и защитного оборудования, уставок устройств релейной защиты и автоматики, а также на оценку электродинамической и термической стойкости оборудования.

Актуальность и необходимость расчёта токов КЗ объясняется тем, что любые аварийные режимы, сопровождающиеся короткими замыканиями, приводят к возникновению значительных токовых и тепловых воздействий, способных вызвать повреждение электрооборудования и длительное нарушение энергоснабжения потребителей.

Особенно это актуально для реконструируемых подстанций, где устанавливается новое современное оборудование, включая силовые трансформаторы с расщеплёнными обмотками напряжением 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый, поскольку необходимо гарантировать полное соответствие этих устройств по термической и электродинамической стойкости возникающим аварийным режимам.

В ходе выполнения расчёта токов короткого замыкания на подстанции первоначально формируется расчётная схема, отражающая фактическое состояние электрической сети с учётом новых условий после проведения реконструкции.

В ней учитываются параметры внешней питающей энергосистемы, номинальные характеристики новых силовых трансформаторов марки ТРДН-40 МВА, параметры отходящих линий, шин и потребителей.

«Установлено, что максимальные токи короткого замыкания будут наблюдаться на выводах силовых трансформаторов подстанции.

Таким образом, в исходной расчётной схеме формируются следующие искомые точки КЗ:

- точка К1 – на выводах напряжением 110 кВ силового трансформатора подстанции;
- точки К2 и К3 – на выводах первой и второй расщеплённых обмоток напряжением 6 кВ силового трансформатора подстанции.

Исходная расчётная схема для расчётов токов КЗ на подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области» [14], представлена на рисунке 3.

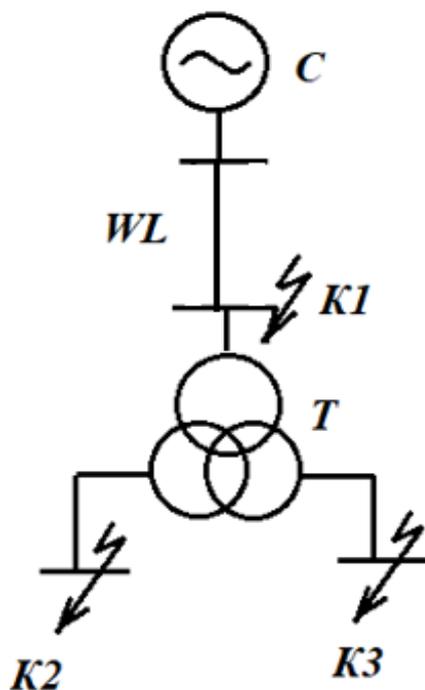


Рисунок 3 – Исходная расчётная схема для расчётов токов КЗ на подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области

«По исходной расчётной схеме, учитывая приведённую техническую информацию, построена схема замещения» [14], представленная на рисунке 4.

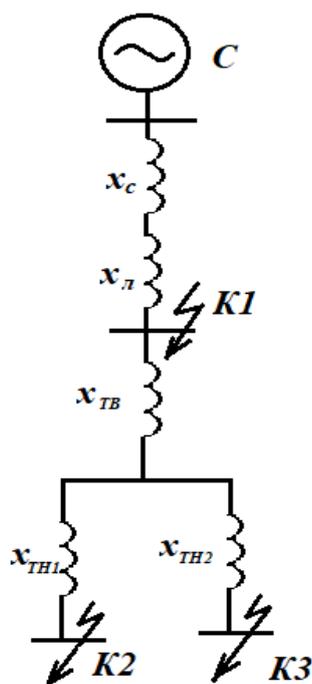


Рисунок 4 – Исходная схема замещения для расчётов токов КЗ на подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области

Расчёт выполняется методом симметричных составляющих, который является одним из наиболее точных и распространённых методов анализа режимов работы электрических сетей в аварийных ситуациях, таких как трёхфазные короткие замыкания.

Расчёт позволяет определить наиболее тяжёлые аварийные режимы работы, при которых величины токов короткого замыкания достигают максимальных значений на выводах трансформаторов со стороны напряжения 110 кВ, а также на секциях сборных шин 6 кВ.

При этом для обеспечения надёжности и безопасности работы устанавливаемого на подстанции оборудования учитываются два основных параметра: начальное значение периодического тока трёхфазного короткого замыкания и ударный ток.

Начальный трёхфазный ток короткого замыкания характеризует режим устойчивого протекания тока КЗ непосредственно после его возникновения и является базовым значением для «выбора устройств релейной защиты и настройки их уставок».

Ударный ток характеризует максимальное мгновенное значение тока КЗ, возникающее в первый момент времени после начала короткого замыкания, определяя выбор коммутационного оборудования по параметрам электродинамической стойкости.

Выполненные в работе расчёты позволяют корректно выбрать коммутационные и защитные аппараты по критериям термической и электродинамической стойкости, обеспечивая их надёжную работу» [14] в условиях аварийного режима.

Используя расчётную схемы и построенную по ней схему замещения, проводится непосредственный «расчёт токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области в максимальном режиме. Базисная мощность принимается равной номинальной мощности силового трансформатора – 40000 кВА» [14].

Максимальные значения напряжений для ступеней схемы замещения принимается большим в 1,05 раза номинальных напряжений, так как «расчёт токов КЗ проводится на выводах силового трансформатора подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области в максимальном режиме» [14]:

$$U_{\delta} = 1,05 \cdot U_{ном}, \quad (17)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение ступени, кВ.

«Для ступеней напряжения 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ» [14] схемы замещения, значения базисного напряжения по формуле (17):

$$U_{\delta 1} = 1,05 \cdot 110 = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 2} = 1,05 \cdot 6 = 6,3 \text{ кВ}.$$

При расчёте в работе принимается единое базисное напряжение основной ступени ВН, равное 115 кВ. К данному напряжению приводятся все полученные значения сопротивлений схемы замещения.

«Базисный ток» [14]:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}}}. \quad (18)$$

«Значения базисного тока с учётом принятых ранее базисных условий» [14] по формуле (18):

$$I_{\bar{o}1} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,2 \text{ кА},$$
$$I_{\bar{o}2} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3,67 \text{ кА}.$$

«Далее проводится расчёт параметров схемы замещения в относительных единицах, с последующим приведением их к базисным условиям.

«Сопротивление питающей энергосистемы» [14]:

$$x_{*\bar{o},c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k''}, \text{ o.e.}, \quad (19)$$

где  $S_k''$  - «мощность энергосистемы в режиме КЗ на шинах источника питания» [14].

«При приведении к базисной мощности» [14] по формуле (19):

$$x_{*\bar{o},c} = \frac{40}{1000} = 0,04 \text{ o.e.}$$

«Сопротивление питающей линии 110 кВ» [4]:

$$x_{*\bar{o},l} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \text{ o.e.}, \quad (20)$$

где « $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$L$  – длина линии, км» [14].

«Питающая ВЛ-110 кВ имеет длину 15 км, следовательно, её сопротивление в относительных единицах при приведении к базисным условиям» [14]:

$$x_{*\bar{o},l} = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{40}{115^2} = 0,02 \text{ o.e.}$$

«Напряжения коротких замыканий обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой» [14]:

$$U_{к.в} = u_{к.ВН-НН} - 0,25 \cdot u_{к.НН1-НН2}, \quad (21)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 0,5 \cdot u_{к.НН1-НН2}. \quad (22)$$

Для силового трансформатора подстанции:

$$U_{к.в} = u_{к.ВН-НН} - 0,25 \cdot u_{к.НН1-НН2} = 10,5 - 0,25 \cdot 30 = 3 \%,$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 0,5 u_{к.НН1-НН2} = 0,5 \cdot 30 = 15 \%.$$

«Сопротивления силового трансформатора» [9]:

$$x_{*\bar{o},T_{\bar{o}}} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номТ}}, \quad (23)$$

$$x_{*\bar{o},T_{Н1}} = x_{*\bar{o},T_{Н2}} = \frac{U_{к.н1}, \%}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номТ}}. \quad (24)$$

$$x_{*\bar{\sigma},T_{\sigma}} = \frac{3}{100} \cdot \frac{40}{40} = 0,03,$$

$$x_{*\bar{\sigma},T_{H1}} = x_{*\bar{\sigma},T_{H2}} = \frac{15}{100} \cdot \frac{40}{40} = 0,15.$$

«Результирующее сопротивление до точки К1» [9]:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},l}, \quad (25)$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = 0,04 + 0,02 = 0,06 \text{ о.е.}$$

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока к. з. находится по формуле» [14]:

$$I_{n,o} = \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma},кА}, \quad (26)$$

где  $E_{*\bar{\sigma}}''$  – «сверхпереходная ЭДС, о. е.»;

$x_{*рез(\bar{\sigma})}$  – результирующее сопротивление до точки КЗ, о. е.» [14].

«Ударный ток КЗ» [14]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial}, \quad (27)$$

где  $k_{y\partial}$  – «ударный коэффициент» [14].

«Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке К1» [14]:

$$I_{n,0,K1} = \frac{1}{0,06} \cdot 0,2 \approx 3,33 \text{ кА.}$$

«Ударный ток короткого замыкания в точке К1» [14]:

$$i_{y\delta.K1} = \sqrt{2} \cdot 3,33 \cdot 1,8 \approx 8,48 \text{ кА.}$$

Аналогично проведён расчёт токов КЗ до точки К2:

$$x_{*рез(\delta)} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,T_6} + x_{*\delta,T_{H1}}, \quad (28)$$

$$x_{*рез(\delta)} = 0,04 + 0,02 + 0,03 + 0,15 = 0,24 \text{ о.е.,}$$

$$I_{n,o.K2} = \frac{1}{0,24} \cdot 3,67 = 15,29 \text{ кА,}$$

$$i_{y\delta.K2} = \sqrt{2} \cdot 15,29 \cdot 1,4 = 30,27 \text{ кА.}$$

Результаты расчёта токов короткого замыкания занесены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	Значение тока, кА
$I_{n,0}$ в точке К1	3,33
$i_{y\delta}$ в точке К1	8,48
$I_{n,0}$ в точке К2	15,29
$i_{y\delta}$ в точке К2	30,27

Полученные значения токов короткого замыкания на подстанции 110/6 кВ «Приокская» дают основание для выбора оптимальных режимов функционирования сети, предотвращая возникновение аварийных ситуаций и гарантируя бесперебойность электроснабжения потребителей первой и второй категорий надёжности.

Выводы по разделу.

Получены значения токов трёхфазного и двухфазного КЗ, а также ударных токов, на подстанции 110/6 кВ «Приокская».

## **4 Выбор электрических аппаратов и проводников**

### **4.1 Расчёт и выбор электрических аппаратов и проводников на стороне 110 кВ**

В процессе модернизации подстанции 110/35/6 кВ «Приокская» осуществлён детальный анализ технического состояния и эксплуатационных характеристик существующего оборудования, по результатам которого выявлена необходимость замены некоторых устаревших аппаратов на современные аналоги с улучшенными характеристиками. В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 110 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская», выбирается и проверяется современное оборудование открытой установки:

- вместо «устаревших баковых выключателей с масляной изоляцией марки МКП-110М/1000-20 УХЛ1, выбраны современные элегазовые выключатели марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1;
- вместо устаревших разъединителей марки РНДЗ-110/1000 УХЛ1, выбраны современные разъединители РН-СЭЩ-110/1000 УХЛ1;
- проверяются на соответствие установленным параметрам электрической сети следующие электрические аппараты, не требующие замены: трансформаторы напряжения марки ЗНОГ-110/УХЛ1, а также ограничители перенапряжения марки ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1» [16] и встроенные в выключатели трансформаторы тока марки ТВТ-110-I.

Далее проводится аргументация выбора данных технических решений.

В качестве замены морально и технически устаревших масляных баковых выключателей марки МКП-110М/1000-20 УХЛ1 были выбраны современные высоковольтные элегазовые выключатели типа ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1, обладающие рядом существенных преимуществ.

Данные выключатели характеризуются высокой коммутационной способностью, надёжностью в эксплуатации, устойчивостью к механическим и термическим нагрузкам при аварийных режимах, а также меньшими эксплуатационными расходами и увеличенным сроком службы. Кроме того, использование элегазовой изоляции позволяет значительно уменьшить габаритные размеры оборудования и улучшить пожарную и экологическую безопасность эксплуатации всего распределительного устройства.

Важным преимуществом выбранных выключателей марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1 является отсутствие необходимости частого технического обслуживания, что существенно сокращает эксплуатационные затраты подстанции.

Вместо устаревших разъединителей марки РНДЗ-110/1000 УХЛ1, выбраны современные разъединители РН-СЭЩ-110/1000 УХЛ1, которые оснащены более быстродействующими и надёжными контактными системами и приводом, что позволяет минимизировать аварийные режимы.

Также выполняется проверка технических параметров остальных аппаратов, таких как трансформаторы напряжения марки ЗНОГ-110/УХЛ1 и ограничители перенапряжения марки ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1.

Таким образом, «обоснованность замены устаревших выключателей на современные элегазовые, разъединителей – на современные модели, а также сохранение и дальнейшее использование» [16] некоторого существующего оборудования, находящемся на подстанции в удовлетворительном техническом состоянии, позволяет существенно повысить эксплуатационную надёжность и безопасность функционирования электрической сети подстанции «110/6 кВ «Приокская».

Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для установки на стороне 110 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области» [16] сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для установки на стороне 110 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
<b>Выключатель ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1</b>		
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{н,т} = 3,33 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{н,т} \leq I_{откл.ном}$
$I_{н,о} = 3,33 \text{ кА}$	$I_{вкл.норм} = 40 \text{ кА}$	$I_{н,о} \leq I_{вкл.норм}$
$I_{н,о} = 3,33 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 102 \text{ кА}$	$I_{н,о} \leq I_{пр.с}$
$i_{уд} = 8,48 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$i_{уд} = 8,48 \text{ кА}$	$i_{вкл.норм} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.норм}$
$B_{красч} = 33,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{квыкл} = 29760 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{красч} \leq B_{квыкл}$
<b>Разъединитель РН-СЭЩ-110/1000 УХЛ1</b>		
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 8,48 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_{красч} = 33,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{краз} = 8280 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{красч} \leq B_{краз}$
<b>Трансформатор тока ТВТ-110-I (встроенные)</b>		
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{1ном}$
$i_{уд} = 8,48 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{красч} = 33,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кТТ} = 11900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{красч} \leq B_{кТТ}$
<b>Трансформатор напряжения марки ЗНОГ-110/УХЛ1</b>		
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$S_{2\Sigma} \leq 150 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$
<b>Ограничитель перенапряжения марки ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1</b>		
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{н,т} = 3,33 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н,т} \leq I_{откл.ном}$
$i_{уд} = 8,48 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 146 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_{красч} = 33,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{квыкл} = 14260 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{красч} \leq B_{квыкл}$

Все выбранные электрические аппараты 110 кВ ПС 110/6 кВ «Приокская», показаны в графической части работы.

Далее проводится расчёт и выбор проводников на стороне 110 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области.

Выбирается питающая линия, которая будет установлена на подстанции в результате её реконструкции вследствие замены силовых трансформаторов.

Ранее в качестве питающей линии «110 кВ на подстанции использовалась двухцепная воздушная линия электропередачи с проводом марки АС-120/19.

Выбор сечения проводников напряжением выше 1 кВ проводится по экономической плотности тока  $j_э$ » [15]:

$$F_э = \frac{I_{раб}}{j_э}, \text{ мм}^2, \quad (29)$$

где  $I_{р.}$  - «значение расчётного тока нормального режима, А» [15].

«Проверка проводников напряжением выше 1 кВ проводится по допустимому нагреву в нормальном режиме» [15]:

$$I_{доп} \geq I_{раб}, \quad (30)$$

где « $I_{доп}$  – допустимый ток линии, А» [4].

«Вторым проверочным условием для проводников напряжением выше 1 кВ, является проверка их сечения по условию допустимого перегрева в послеаварийном (максимальном) режиме» [15]:

$$I_{доп} \geq I_{max}, \quad (31)$$

где « $I_{max}$  – максимальный ток линии (послеаварийный режим), А» [15].

«Ток линии в послеаварийном (максимальном) режиме» [15]:

$$I_{max} = K_p \cdot I_{раб}, \quad (32)$$

где « $K_p$  – коэффициент резервирования» [15].

Кроме того, проверка на механическую прочность (устойчивость) выбранных проводников также предполагает выполнение следующего условия:

$$S_{ст} \geq S_{мин}, \quad (33)$$

где  $S_{ст}, S_{мин}$  – соответственно, «стандартное сечение выбранного проводника и минимальное сечение проводника в данном классе напряжения, мм<sup>2</sup>» [15].

«Проводится выбор сечения питающей воздушной линии напряжением 110 кВ» [15] по приведённым выше условиям. Рабочий ток питающей линии 110 кВ, в отличие от тока отходящих «линий напряжением 6 кВ, определяется номинальным током силового трансформатора на стороне 110 кВ» [15]:

$$I_{раб} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad A, \quad (34)$$
$$I_{раб} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9 \text{ A.}$$

Расчётное сечение питающей линии 110 кВ:

$$F_{э.} = \frac{209,9}{1,1} = 190,8 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, для питающей воздушной линии 110 кВ подстанции после реконструкции с заменой трансформаторов на более мощные марки,

принимается провод сечением 185 мм<sup>2</sup>. Таким образом, «принимается двухцепная воздушная линия с проводом марки АС-185/24 с  $I_{дон} = 520$  А» [4].

«Проверка выбранного проводника марки АС-185/24 с  $I_{дон} = 520$  А в нормальном режиме выполняется» [15]:

$$520 \text{ А} \geq 209,9 \text{ А.}$$

«Ток линии в послеаварийном (максимальном) режиме определён в работе ранее при выборе электрических аппаратов напряжением 110 кВ.

Проверка выбранного проводника марки АС-185/24» [15] с  $I_{дон} = 520$  А в послеаварийном режиме выполняется:

$$520 \text{ А} \geq 293,9 \text{ А.}$$

Известно, что минимально допустимое сечение для воздушной линии 110 кВ составляет 120 мм<sup>2</sup>. Значит, проверка по допустимой механической прочности, также выполняется:

$$195 \text{ мм}^2 \geq 120 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, в результате проведения реконструкции подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области, которая обусловлена заменой силовых трансформаторов на два новых трансформатора марки ТРДН-40000/110, на питающей линии напряжением 110 кВ обусловлено применение нового сечения проводника марки АС-185/24 с  $I_{дон} = 520$  А.

С целью экономии ресурсов, для практического внедрения указанного мероприятия, на двухцепной питающей линии 110 кВ предлагается заменить только провода, без замены анкерных и концевых опор и траверс на данной линии (частичная модернизация).

## 4.2 Расчёт и выбор электрических аппаратов и проводников на стороне 6 кВ

«Проводится расчёт и выбор электрических аппаратов и проводников на стороне 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области.

Для РУ-6 кВ подстанции выбирается для применения комплектное распределительное устройство с выкатным элементом и ячейками марки К-204ЭП (производитель - ООО «ТРАНСЭНЕРГО») [20].

В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская», выбирается и проверяется современное оборудование:

- вместо устаревших горшковых выключателей с масляной изоляцией марки ВМГ-133-20/600 УХЛ1, выбраны современные вакуумные выключатели марки ВВ-СВЭЛ-10/2500-У2;
- вместо устаревших трансформаторов тока марки ТПЛ-10, выбраны современные разработки марки ТОЛ-СЭЩ-10-21;
- вместо устаревших трансформаторов напряжения марки НАМИ-10, выбраны современные разработки «марки ЗНОЛ-СЭЩ-10»;
- в ячейках с вакуумными выключателями установлены ограничители перенапряжения марки ОПН-П-10/12,7/10/1,1» [15].

Далее проводится аргументация выбора данных технических решений.

В ходе реконструкции распределительного устройства 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» проведён комплексный анализ исходного состояния оборудования, технических характеристик существующих аппаратов и требований современных нормативных документов.

Анализ показал, что используемые ранее типы оборудования, такие как выключатели, трансформаторы тока и напряжения, имеют высокий уровень износа и морального старения, что влечёт риски отказов и снижает надёжность электроснабжения. Для устранения этих недостатков были выбраны ячейки КРУ типа К-204ЭП производства ООО «ТРАНСЭНЕРГО»,

характеризующиеся высокой степенью заводской готовности, компактностью и простотой технического обслуживания и эксплуатации.

Вместо устаревших масляных выключателей были выбраны современные вакуумные выключатели марки ВВ-СВЭЛ-10/2500-У2, обладающие улучшенными техническими параметрами по коммутационному ресурсу, уменьшённым временем срабатывания и отсутствием необходимости в регулярном обслуживании масляной изоляции. Вакуумные выключатели существенно превосходят предыдущие модели по надёжности и безопасности, демонстрируют высокую термическую и электродинамическую устойчивость при возникновении токов короткого замыкания, что подтверждает обоснованность их применения на объекте исследования.

Кроме того, в связи с высокими требованиями к точности измерений и устойчивости работы при аварийных режимах было принято решение о замене устаревших трансформаторов тока марки ТПЛ-10 на современные трансформаторы тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-21, которые обладают улучшенными техническими характеристиками, повышенной точностью измерений, стабильностью работы в аварийных режимах и сниженным уровнем потерь. Данные трансформаторы тока обеспечивают точные параметры для функционирования современных систем релейной защиты и автоматики, что существенно повышает безопасность эксплуатации и качество управления электрооборудованием.

Трансформаторы напряжения старой марки НАМИ-10 были заменены на современные измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-СЭЩ-10, обладающие меньшими погрешностями измерения и большей стабильностью показаний в широком диапазоне рабочих условий, что обеспечивает надёжность функционирования системы коммерческого и технического учёта электроэнергии, а также точность работы устройств релейной защиты и автоматики подстанции. Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для установки на стороне 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для установки на стороне 110 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
Выключатель ВВ-СВЭЛ-10/2500-У2		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{max} = 3849 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{н,т} = 15,29 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{н,т} \leq I_{откл.ном}$
$I_{н,о} = 15,29 \text{ кА}$	$I_{вкл.норм} = 40 \text{ кА}$	$I_{н,о} \leq I_{вкл.норм}$
$I_{н,о} = 15,29 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 102 \text{ кА}$	$I_{н,о} \leq I_{пр.с}$
$i_{уд} = 30,27 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$i_{уд} = 30,27 \text{ кА}$	$i_{вкл.норм} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.норм}$
$B_{расч} = 701,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{квыкл} = 29760 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{расч} \leq B_{квыкл}$
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-21		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{max} = 3849 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 8,48 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{расч} = 701,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{КТТ} = 11900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{расч} \leq B_{КТТ}$
Трансформатор напряжения марки НАМИ-СЭЦ-10		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$S_{2\Sigma} \leq 75 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$
Ограничитель перенапряжения марки ОПН-П-10/12,7/10/1,1		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{max} = 3849 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{н,т} = 15,29 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{н,т} \leq I_{откл.ном}$
$i_{уд} = 30,27 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 120 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_{расч} = 701,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{квыкл} = 14260 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{расч} \leq B_{квыкл}$

Все выбранные электрические аппараты 6 кВ ПС 110/6 кВ «Приокская», показаны в графической части работы. Далее проводится расчёт и выбор проводников на стороне 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области. Результаты выбора и проверки отходящих кабельных линий марки АСБ-6 [5] к потребителям 6 кВ подстанции после проведения реконструкции, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора отходящих кабельных линий к потребителям 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» после проведения её реконструкции

Номер линии	Состав потребителей	$I_p$ , А	$I_{max}$ , А	Марка кабеля	$I_{доп}$ , А
Л1	Бытовая и коммунальная нагрузка	614,2	859,9	ЗАСБ-6 (3×185)	3×307=921
Л2	Бытовая и коммунальная нагрузка	511,8	716,5	ЗАСБ-6 (3×150)	3×275=825
Л3	Бытовая и коммунальная нагрузка	614,2	859,9	ЗАСБ-6 (3×185)	3×307=921
Л4	Бытовая и коммунальная нагрузка	511,8	716,5	ЗАСБ-6 (3×150)	3×275=825
Л5	Бытовая и коммунальная нагрузка	614,2	859,9	ЗАСБ-6 (3×185)	3×307=921
Л6	Бытовая и коммунальная нагрузка	511,8	716,5	ЗАСБ-6 (3×150)	3×275=825
Л7	Бытовая и коммунальная нагрузка	614,2	859,9	ЗАСБ-6 (3×185)	3×307=921
Л8	Бытовая и коммунальная нагрузка	511,8	716,5	ЗАСБ-6 (3×150)	3×275=825

Таким образом, для канализации электроэнергии на стороне 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» в результате увеличения нагрузки потребителей, на линиях Л1, Л3, Л5, Л7 выбраны и проверены по три силовых кабеля марки ЗАСБ-6 (3×185), а также по три силовых кабеля марки ЗАСБ-6 (3×150) для применения на каждой из линий Л2, Л4, Л6, Л8.

Выводы по разделу.

В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 110 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская», выбрано и проверено следующее современное оборудование открытой установки:

- вместо устаревших баковых выключателей с масляной изоляцией марки МКП-110М/1000-20 УХЛ1, выбраны современные элегазовые выключатели марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1;
- вместо устаревших разъединителей марки РНДЗ-110/1000 УХЛ1, выбраны современные разъединители РН-СЭЩ-110/1000 УХЛ1;
- проверены на соответствие установленным параметрам электрической сети следующие электрические аппараты, не

требующие замены: трансформаторы напряжения марки ЗНОГ-110/УХЛ1, а также ограничители перенапряжения марки ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1 и встроенные в выключатели трансформаторы тока марки ТВТ-110-I.

В результате проведения реконструкции подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области, которая обусловлена заменой силовых трансформаторов на два новых трансформатора марки ТРДН-40000/110, на питающей линии напряжением 110 кВ обусловлено применение нового сечения проводника марки АС-185/24 с  $I_{дон} = 520$  А. С целью экономии ресурсов, для практического внедрения указанного мероприятия, на двухцепной питающей линии 110 кВ предлагается заменить только провода, без замены анкерных и концевых опор и траверс на данной линии (частичная модернизация).

В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская», выбрано и проверено следующее современное оборудование:

- вместо устаревших горшковых выключателей с масляной изоляцией марки ВМГ-133-20/600 УХЛ1, выбраны современные вакуумные выключатели марки ВВ-СВЭЛ-10/2500-У2;
- вместо устаревших трансформаторов тока марки ТПЛ-10, выбраны современные разработки марки ТОЛ-СЭЩ-10-21;
- вместо устаревших трансформаторов напряжения марки НАМИ-10, выбраны современные разработки марки ЗНОЛ-СЭЩ-10;
- в ячейках с вакуумными выключателями установлены ограничители перенапряжения марки ОПН-П-10/12,7/10/1,1.

Для канализации электроэнергии на стороне 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» в результате увеличения нагрузки потребителей, на линиях Л1, Л3, Л5, Л7 выбраны и проверены по три силовых кабеля марки ЗАСБ-6 (3×185), а также по три силовых кабеля марки ЗАСБ-6 (3×150) для применения на каждой из линий Л2, Л4, Л6, Л8.

## 5 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока

Известно, что система собственных нужд (СН) подстанции 110/6 кВ «Приокская» является важнейшей составной частью энергетического объекта, обеспечивающей функционирование технологического «оборудования, систем управления, релейной защиты и автоматики, а также жизнеобеспечения помещений. Надёжность и бесперебойность электроснабжения собственных нужд» [9] подстанции определяют её работоспособность и эксплуатационную безопасность всего энергетического объекта в целом.

К основному оборудованию системы собственных нужд подстанции «Приокская» относятся силовые понижающие трансформаторы собственных нужд марки ТМЗ-160/6, которые понижают напряжение с уровня 6 кВ до уровня 0,4 кВ.

Данные трансформаторы отличаются повышенной надёжностью, безопасностью и удобством технического обслуживания, так как выполнены по специальной технологии в герметичном исполнении без применения расширительного бака и имеют высокий КПД.

Кроме трансформаторов, в состав СН входит низковольтное «распределительное устройство (РУ-0,4 кВ), предназначенное для приёма и распределения электроэнергии на потребители собственных нужд» [9]. В качестве такого устройства выбрано комплектное низковольтное распределительное устройство с секционированием и автоматическим вводом резерва (АВР), выполненное в виде комплектных распределительных шкафов серии ЩО-70.

Потребителями собственных нужд подстанции являются системы технологического и аварийного освещения помещений распределительных устройств 110 и 6 кВ, наружное и периметральное освещение территории объекта, «системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в помещениях распределительных устройств и служебных зданиях,

противопожарные системы (автоматическая пожарная сигнализация, системы пожаротушения), а также системы охраны, видеонаблюдения и технологического контроля. Особое внимание уделено выбору и обоснованию применения системы оперативного постоянного тока для питания оперативных цепей на подстанции, включая цепи управления» [9], защиты, сигнализации и автоматики.

Для оперативного питания выбран щит постоянного оперативного тока (ЩПТ), комплектуемый аккумуляторной батареей (АБ), выпрямительно-зарядным устройством и распределительными шкафами постоянного тока.

Применение постоянного оперативного тока обосновано высокими требованиями по надёжности функционирования систем релейной защиты, управления и автоматики, поскольку именно постоянный ток способен обеспечить стабильное и бесперебойное электроснабжение в случае аварийного отключения основных источников переменного тока.

Выбор оперативного постоянного тока на подстанции обусловлен следующими факторами: высоким уровнем автономности, возможностью длительного поддержания работоспособности цепей управления и релейной защиты даже в условиях аварийного режима (например, при полном отключении внешних источников питания), а также устойчивостью к помехам и стабильностью параметров питания, что особенно важно для цифровых микропроцессорных устройств.

Внедрение такой системы обеспечивает своевременное срабатывание устройств защиты и автоматики, что позволяет оперативно устранить аварийные ситуации и предотвратить повреждения основного оборудования подстанции.

Таким образом, выбранное оборудование и технические решения для системы собственных нужд подстанции 110/6 кВ «Приокская» обеспечивают высокий уровень надёжности и безопасности её функционирования и соответствуют требованиям, предъявляемым современным нормативно-техническим документам в области энергетики Российской Федерации.

Ранее в работе было установлено, что для обеспечения питания СН подстанции» [9], на ней установлено два трансформатора собственных нужд (ТСН) марки ТМГ-160/6. Проводится проверка данных трансформаторов на перегрузочную способность, для чего на первом этапе осуществляется расчёт нагрузки системы СН.

«Расчетная активная мощность СН» [9]:

$$P_p = \alpha \cdot P_{ном}, \quad (35)$$

где « $\alpha$  – коэффициент спроса потребителей;

$P_{ном}$  – номинальная мощность потребителей СН» [9].

«Номинальная активная нагрузка системы СН подстанции» [9]:

$$P_{ном} = P_{ном.ед} \cdot n, \quad (36)$$

где « $P_{ном.ед}$  – номинальная мощность СН;

$n$  – число единиц однотипного оборудования СН, шт.» [9].

«Расчетная реактивная нагрузка системы СН подстанции» [9]:

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi, \quad (37)$$

где « $tg\varphi$  – коэффициент мощности потребителей СН» [9].

«Расчетная полная нагрузка системы СН подстанции» [9]:

$$S_p = \sqrt{P_p + Q_p}. \quad (38)$$

«Расчётная нагрузка наружного освещения подстанции» [9]:

$$P_{ном} = 0,5 \cdot 2 = 1 \text{ кВт},$$

$$P_p = 1 \cdot 1 = 1 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 1 \cdot 0 = 0 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{1^2 + 0^2} = 1 \text{ кВА}.$$

Результаты расчёта нагрузок системы СН представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчёта нагрузок системы СН подстанции

Нагрузка	Кол-во, ед.	Номинальная мощность, кВт		$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Расчетная нагрузка		
		одного	общая			$\alpha$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар
Основное питание ОПУ	1	35	35	0,9	0,48	0,7	24,5	11,8
Резервное питание ОПУ	1	12	12	0,8	0,75	1,0	12,0	9,0
АКБ (система постоянного оперативного тока)	2	8	16	0,9	0,48	0,5	8,0	3,8
РПН трансформаторов Т1 и Т2	2	1	2	0,85	0,62	0,7	1,4	0,9
Охлаждение трансформаторов Т1 и Т2	12	0,75	9	0,85	0,62	0,85	7,7	4,7
Обогрев РПН трансформаторов Т1 и Т2	1	4	4	1,0	0	1,0	4,0	0,0
Наружное освещение территории	2	0,5	1	1,0	0	1,0	1,0	0,0
Обогрев, вентиляция и отопление ячеек и оборудования КРУ 6 кВ	1	25	25	0,95	0	0,7	17,5	0,0
Обогрев, вентиляция и отопление оборудования ОРУ 110 кВ	1	20	20	0,95	0	0,7	14	0,0
Телемеханика, видеонаблюдение, сигнализация и автоматика	1	8	8	0,7	0,39	1,0	8,0	3,1
Аварийное освещение	1	0,3	0,3	1,0	0	1,0	0,3	0,0
Питание цепей блокировки и резервных цепей	1	1	1	0,9	0,48	1,0	1,0	0,5
Итого по системе СН подстанции	26	115,55	133,3	0,88	0,48	0,85	99,4	33,8

«Полная нагрузка системы СН подстанции» [9] по формуле (38):

$$S_p = \sqrt{99,4^2 + 33,8^2} = 104,9 \text{ кВА.}$$

«Мощность силового трансформатора системы собственных нужд определяется по условию» [9]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad (39)$$

где « $S_p$  – значение полной расчётной нагрузки системы СН подстанции;

$N$  – количество ТСН на подстанции, ед.;

$K_3$  – нормативный коэффициент загрузки ТСН подстанции» [9].

Проверка ТСН марки ТМГ-160/6, на соответствие нагрузке потребителей системы СН подстанции в связи с её реконструкцией, выполняется по формуле (39):

$$160 \text{ кВА} \geq \frac{104,9}{2 \cdot 0,85} \approx 61,7 \text{ кВА.}$$

В результате проведения расчётов подтверждено, что ТСН марки ТМГ-160/6, установленные на подстанции, не нуждаются в замене.

Выводы по разделу.

В работе расчётным путём подтверждено, что ТСН марки ТМГ-160/6, установленные на подстанции, не нуждаются в замене.

Кроме того, показано, что данные трансформаторы отличаются повышенной надёжностью, безопасностью и удобством технического обслуживания, так как выполнены по специальной технологии в герметичном исполнении без применения расширительного бака и имеют высокий КПД.

В качестве РУ-0,4 кВ системы СН выбрано комплектное низковольтное распределительное устройство с секционированием и АВР, выполненное в виде комплектных распределительных шкафов серии ЩО-70.

Установлено, что потребителями собственных нужд подстанции являются системы технологического и аварийного освещения помещений распределительных устройств 110 и 6 кВ, наружное и периметральное освещение территории объекта, а также системы жизнеобеспечения и технологического контроля.

Для оперативного питания вторичных цепей выбран щит постоянного оперативного тока (ЩПТ), комплектуемый аккумуляторной батареей (АБ), выпрямительно-зарядным устройством и распределительными шкафами постоянного тока.

Показано, что применение системы постоянного оперативного тока обосновано высокими требованиями по надёжности функционирования систем релейной защиты, управления и автоматики, поскольку именно постоянный ток способен обеспечить стабильное и бесперебойное электроснабжение в случае аварийного отключения основных источников переменного тока.

Таким образом, выбранное оборудование и технические решения для системы собственных нужд и вторичных цепей коммутации подстанции 110/6 кВ «Приокская», обеспечивают высокий уровень надёжности и безопасности её функционирования и соответствуют требованиям, предъявляемым современным нормативно-техническим документам в области энергетики Российской Федерации.

## 6 Релейная защита и автоматика элементов подстанции

Как было показано ранее, на реконструируемой подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области находится следующее основное оборудование, для которого необходимо обеспечить надёжную защиту [1]:

- два силовых трансформатора марки ТРДН-40000/110;
- линии электропередачи: питающая двухцепная линия напряжением 110 кВ, отходящие кабельные линии к потребителям напряжением 6 кВ.

С целью обеспечения защиты перечисленного основного оборудования подстанции 110/6 кВ «Приокская» от ненормальных режимов, в работе выбраны современные устройства релейной защиты и автоматики серии SEPAM 1000+ серии 20 следующих модификаций [17]:

- для защиты силовых трансформаторов 110/6/6 кВ – устройство Sepam1000+T20;
- для защиты питающих линий 110 кВ и отходящих линий 6 кВ – устройство Sepam1000+S20.

Внешний вид выбранных современных устройств релейной защиты и автоматики серии SEPAM 1000+ серии 20 представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Внешний вид устройств релейной защиты и автоматики серии SEPAM 1000+ серии 20

Проводится аргументированный выбор данных устройств.

Для защиты двух силовых трансформаторов 110/6/6 кВ марки ТРДН-40000/110 выбраны устройства Seram1000+T20. Данные устройства обеспечивают комплексную дифференциальную защиту, защиту от коротких замыканий, перегрузок и замыканий на землю, а также встроенные функции контроля и мониторинга состояния трансформатора.

Устройства Seram1000+T20 отличаются высокой чувствительностью и быстродействием, что обеспечивает своевременное отключение трансформаторов в случае возникновения аварийных режимов, минимизируя риск повреждения дорогостоящего оборудования и предупреждая развитие крупных аварийных ситуаций.

Применение устройств Seram1000+T20 позволяет реализовать эффективную защиту трансформаторов, одновременно обеспечивая возможность удалённого мониторинга состояния оборудования с помощью цифровых каналов передачи данных.

Для защиты питающих линий 110 кВ и отходящих линий 6 кВ подстанции применены микропроцессорные терминалы Seram1000+S20. Данные устройства обеспечивают полный набор функций защиты и автоматики линий электропередачи, включая токовые отсечки, максимально-токовую защиту, защиту от замыканий на землю, автоматическое повторное включение (АПВ), а также функции локализации и определения места повреждения. Устройства Seram1000+S20 обладают высокой точностью измерений электрических параметров и позволяют интегрировать релейную защиту линий в единую систему диспетчерского управления подстанцией.

Благодаря широким коммуникационным возможностям, терминалы Seram1000+S20 могут обмениваться информацией с верхними уровнями управления, обеспечивая оперативность реагирования персонала на аварийные ситуации и повышая общую эффективность эксплуатации подстанции.

Внедрение указанных устройств Sepam1000+T20 и Sepam1000+S20 позволяет решить комплекс задач по обеспечению надёжности и безопасности системы электроснабжения подстанции «Приокская». Высокая чувствительность и быстродействие данных микропроцессорных терминалов существенно сокращают время реакции на возникновение ненормальных режимов работы оборудования и электрических сетей. Дополнительно, применение серии SEPAM 1000+ серии 20 позволяет значительно снизить эксплуатационные затраты за счёт минимизации трудозатрат на техническое обслуживание и повышение уровня автоматизации процессов управления и диагностики состояния оборудования.

Выводы по разделу.

На подстанции 110/6 кВ «Приокская» выбраны современные микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики серии SEPAM 1000+ серии 20 компании Schneider Electric:

- для защиты силовых трансформаторов 110/6/6 кВ – устройство Sepam1000+T20;
- для защиты питающих линий 110 кВ и отходящих линий 6 кВ – устройство Sepam1000+S20.

Установлено, что данный выбор обусловлен передовыми техническими возможностями, высокой степенью надёжности, функциональностью и соответствием актуальным требованиям российских и международных стандартов в области энергетики.

## **7 Молниезащита и система заземления**

### **7.1 Расчёт системы молниезащиты подстанции**

Расчёт и выбор молниезащиты на подстанции 110/6 кВ «Приокская» «является неотъемлемой частью проектных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, надёжности и бесперебойной работы энергетического оборудования» [18] в условиях возникновения атмосферных перенапряжений и грозových разрядов.

В условиях высокой плотности энергосетей и значительного количества потребителей, характерных для городской застройки Нижнего Новгорода, надёжная защита подстанций от грозových воздействий приобретает первостепенное значение, поскольку попадание молнии может привести к повреждениям дорогостоящего оборудования, аварийным отключениям электроэнергии и существенным экономическим потерям.

«При проведении расчёта молниезащиты на подстанции 110/6 кВ «Приокская» применяется традиционный метод защиты с использованием вертикальных стержневых молниеотводов, основанный на рекомендациях нормативных документов» [18].

Согласно указанным нормативам, вертикальные стержневые молниеотводы обеспечивают защиту подстанций и открытых распределительных устройств (ОРУ) путём отвода токов молнии в землю, не допуская возникновения опасных потенциалов и скачков напряжения в защищаемых объектах.

На первом этапе расчёта выполняется определение требуемой зоны защиты, в которую должны попасть все конструкции и элементы подстанции.

При выборе мест установки молниеотводов особое внимание уделяется обеспечению их максимальной эффективности при минимальном количестве, а также исключению возможного негативного влияния на работу основного технологического оборудования.

Количество и расположение молниеотводов выбирается таким образом, чтобы исключить наличие зон, недостаточно защищённых от прямых попаданий молнии.

Таким образом, расчёт молниезащиты с использованием стандартных вертикальных стержневых молниеотводов высотой 24 метра соответствует современным требованиям нормативных документов Российской Федерации.

Реализация данного решения гарантирует надёжную и «эффективную» защиту оборудования и персонала подстанции 110/6 кВ «Приокская» от грозовых перенапряжений, обеспечивая высокие показатели надёжности и безопасности работы объекта» [18].

Учитывая заданный уровень надёжности защиты (высокая степень, не ниже второй категории), производится геометрическое построение защищаемых зон от выбранных молниеотводов, исходя из их высоты, количества и взаимного расположения. Предварительно приняты вертикальные стержневые молниеотводы высотой 24 метра, которые позволяют надёжно защитить территорию всей подстанции 110/6 кВ.

«На высоте  $h_x$  объекта, радиус действия молниеотвода» [18]:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (40)$$

где  $h$  – «высота молниеотвода, м;

$h_a$  – активная высота молниеотвода;

$h_x$  – высота наиболее выступающих элементов РУ-110 кВ, м;

$p$  – коэффициент использования молниеотвода» [16].

«Для системы молниезащиты подстанции 110/6 кВ «Приокская»» [18]:

$$h_a = h - h_x = 24 - 12 = 12 \text{ м.}$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 12}{1 + \frac{12}{24}} \cdot 1 = 12,8 \text{ м.}$$

«Наименьшая ширина зоны защиты  $b_x$ » [18]:

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7h_a - 1}{14h_a - a}. \quad (41)$$

«Расстояние от оси установки молниеотводов на подстанции» [18]:

$$b_{x1} = 4 \cdot 12,8 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 40}{14 \cdot 12 - 40} = 17,6 \text{ м,}$$

$$b_{x2} = 4 \cdot 12,8 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 42}{14 \cdot 12 - 42} = 17,1 \text{ м.}$$

«Условие для защиты объекта высотой  $h_x$  внутри зоны защиты» [18]:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p, \quad (42)$$

где  $D$  – «наибольшая диагональ четырехугольника» [18].

$$D = \sqrt{40^2 + 42^2} = 58 \text{ м.}$$

«Соответствие системы молниезащиты подстанции» [18]:

$$D \leq 8 \cdot 12 \cdot 1 = 96 \text{ м.}$$

$$58 \text{ м} \leq 96 \text{ м.}$$

На основании расчётов, окончательно приняты четыре вертикальных стержневых молниеотвода высотой 24 метра каждый, что позволяют надёжно защитить территорию всей подстанции 110/6 кВ «Приокская».

## 7.2 Расчёт системы заземления подстанции

Расчёт заземляющего устройства на подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области представляет собой обязательный этап при проектировании и реконструкции энергетических объектов, направленный на обеспечение необходимого уровня электробезопасности для персонала, защиту оборудования и гарантированное отведение в землю токов короткого замыкания и импульсных токов молнии.

Данный расчёт актуален по причине необходимости соответствия сооружаемых и модернизируемых подстанций строгим нормативным требованиям, отражённым в [12], а также обеспечения безопасных условий эксплуатации и долговечности электрических установок [11], [13].

«Основной задачей расчёта заземления является выбор рациональной конструкции заземляющего устройства, состоящей из вертикальных и горизонтальных электродов» [12], позволяющей достичь нормативного сопротивления заземления, регламентируемого на уровне не выше 0,5 Ом для энергообъектов класса напряжения 110 кВ.

При выборе конструкции заземляющего устройства учитываются характеристики грунтов, прежде всего удельное электрическое сопротивление, глубина залегания грунтовых вод, тип почвы, влажность и климатические особенности региона.

В условиях Нижегородской области, характеризующейся континентальным климатом с выраженными сезонными колебаниями температуры и влажности, необходимо применять систему заземления, обеспечивающую устойчивые показатели сопротивления заземляющих устройств в течение всего периода эксплуатации подстанции.

Вертикальные электроды обеспечивают глубокий контакт с грунтом и стабильность сопротивления контура заземления в течение всего срока эксплуатации, что особенно важно при значительных изменениях влажности и температуры.

Горизонтальные электроды, соединяющие вертикальные элементы между собой, создают равномерное распределение токов в грунте, минимизируя локальные перегрузки и снижая опасность возникновения напряжения шага и прикосновения до безопасных уровней.

Конструктивно заземляющий контур должен охватывать всю территорию подстанции и быть соединён с фундаментами зданий, конструкциями металлических опор оборудования, металлическими оболочками и арматурой кабельных линий для создания единой системы уравнивания потенциалов.

Расчёт количества и длины вертикальных электродов проводится путём анализа величины удельного сопротивления грунта и необходимых параметров сопротивления контура заземления.

Максимальное допустимое время на подстанции, во время которого существует опасность человека попасть под удар электрическим током [12]:

$$\tau_{\text{в}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{отк.в}}, \text{ с.} \quad (43)$$

где  $t_{\text{р.з.}}$  – время срабатывания релейной защиты;

$t_{\text{отк.в}}$  – полное время отключения выключателя на подстанции в результате действия РЗиА.

«Для условий ПС-110/6 кВ «Приокская», с учётом наличия быстродействующей релейной защиты в случае попадания человека под напряжение» [11]:

$$\tau_{\text{в}} = 0,1 + 0,035 = 0,135 \text{ с.}$$

«Определяется сопротивление растекания тока от ступней человека (шаговое перенапряжение)» [11]:

$$R_c = 1,5 \cdot \rho, \text{ Ом.} \quad (44)$$

«С учётом специфики оборудования и грунта подстанции» [11]:

$$R_c = 1,5 \cdot 0,009 = 0,0135 \text{ Ом.}$$

«Коэффициент сопротивления тела человека с учётом растекания тока от ступней» [11]:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}. \quad (45)$$

«Для условий подстанции» [11]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 0,0135} = 0,99.$$

«Определяется суммарная длина горизонтального заземлителя» [11]:

$$L_r = \frac{130}{5} \cdot 48 + \frac{48}{5} \cdot 130 = 2496 \text{ м.}$$

«Коэффициент напряжения прикосновения» [11]:

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l_g \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (46)$$

$$K_n = \frac{0,5 \cdot 0,99}{\left( \frac{5 \cdot 2496}{5 \cdot \sqrt{130 \cdot 48}} \right)^{0,45}} = 0,105.$$

«Напряжение на заземлителе контура заземления подстанции» [11]:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on.}}{K_n}, \text{кВ}, \quad (47)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,105} = 3810 \text{В} = 3,81 \text{кВ}.$$

«Сопротивление заземляющего устройства подстанции» [11]:

$$R_{з.\dot{\omega}on.} = \frac{U_3}{I_3}, \text{Ом}, \quad (48)$$

$$R_{з.\dot{\omega}on.} = \frac{3,81}{1,3} = 2,931 \text{Ом}.$$

«Число ячеек по стороне квадрата контура заземления» [11]:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (49)$$

$$m = \frac{2496}{2 \cdot \sqrt{130 \cdot 48}} - 1 = 14,8.$$

«Принимается  $m=15$ .

«Длина полос в контуре заземления подстанции» [11]:

$$L_r^{15} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \text{м}, \quad (50)$$

$$L_r^{15} = 2 \cdot \sqrt{130 \cdot 48} \cdot (15+1) = 2528 \text{м}.$$

«Длина сторон ячеек» [11]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \text{м}, \quad (51)$$

$$b = \frac{\sqrt{130 \cdot 48}}{15} = 5,5 \text{ м.}$$

«Число вертикальных заземлителей по периметру контура заземления» [11]:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_g} \cdot l_g} \quad (52)$$

При этом важно выбрать оптимальное количество электродов, обеспечивающее достижение требуемых показателей безопасности при минимальных экономических затратах.

В качестве вертикальных электродов применяются омеднённые стальные стержни длиной 5 метров, которые обеспечивают долговечность, устойчивость к коррозии и стабильность характеристик в течение длительного времени эксплуатации:

$$n_g = \frac{\sqrt{130 \cdot 48} \cdot 4}{5} = 63,2.$$

«Принимается  $n_g=64$ . Суммарная длина вертикальных заземлителей в контуре заземления» [11]:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \text{ м,} \quad (53)$$

$$L_g = 5 \cdot 64 = 320 \text{ м.}$$

«Относительная глубина заложения сетки электродов» [11]:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}}, \text{ м,} \quad (54)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{130 \cdot 48}} = 0,384 \text{ м.}$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя» [11]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_r^{16} + L_6}, \text{ Ом,} \quad (55)$$

$$R_3 = 0,384 \cdot \frac{0,009}{\sqrt{130 \cdot 48}} + \frac{0,009}{2528 + 320} = 4,685 \cdot 10^{-5} \text{ Ом.}$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя спроектированного контура заземления ПС-110/6 кВ «Приокская» удовлетворяет минимальным условиям проверки» [11]:

$$R_3 = 4,685 \cdot 10^{-5} \text{ Ом} \leq R_{3, \text{ доп.}} = 2,931 \text{ Ом.}$$

«Данное значение сопротивления заземлителя является допустимым.

Напряжение прикосновения в спроектированном контуре заземления ПС-110/6 кВ «Приокская» [11]:

$$U_{np} = K_n \cdot R_3 \cdot I_3, \text{ В,} \quad (56)$$

$$U_{np} = 0,105 \cdot 4,658 \cdot 10^{-5} \cdot 1,3 = 6,358 \cdot 10^{-3} \text{ В.}$$

Таким образом, на основании проведённых расчётов установлено, что оптимальным решением для обеспечения нормативного сопротивления контура заземления на подстанции 110/6 кВ «Приокская» является применение 64 вертикальных заземляющих электродов длиной по 5 метров каждый.

Данное количество электродов позволяет добиться необходимого уровня электробезопасности и гарантирует надёжное отведение токов

короткого замыкания в грунт, обеспечивая безопасные условия эксплуатации оборудования и защиту персонала подстанции.

Таким образом, основная цель данных расчётов, достигнута в полном объёме.

Выводы по разделу.

На основании расчётов, окончательно приняты четыре вертикальных стержневых молниеотвода высотой 24 метра каждый, что позволяют надёжно защитить территорию всей подстанции 110/6 кВ «Приокская» от внешних перенапряжений.

На основании проведённых расчётов установлено, что оптимальным решением для обеспечения нормативного сопротивления контура заземления на подстанции 110/6 кВ «Приокская» является применение 64 вертикальных заземляющих электродов длиной по 5 метров каждый.

Такое количество электродов, соединённых в форме замкнутой сетки без разрывов цепи, позволяет добиться необходимого уровня электробезопасности, гарантируя безопасные условия эксплуатации оборудования и защиту персонала подстанции.

## Заключение

В работе разработан, предложен и обоснован комплекс мероприятий по реконструкции электрической части понизительной подстанции энергосистемы 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области, в основе которой лежит замена силовых трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый, на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Показано, что работа имеет актуальность и практическую ценность.

Установлено, что реконструкция ПС-110/6 кВ «Приокская» предполагает внедрение изменений в схему главных электрических соединений:

- в связи с вводом в эксплуатацию новой транзитной линии 110 кВ, которая подключается к подстанции 110/6 кВ «Приокская» на стороне 110 кВ от ПС-110/6 кВ «Молитовская», последняя переходит с концевой на транзитную подстанцию, следовательно, её схему на стороне 110 кВ предлагается изменить на схему 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», которая полностью подходит для нового типа данной подстанции и обеспечит надёжное электроснабжение всей подстанции с учётом резервирования и транзита мощности в энергосистеме;
- в связи с увеличением транзитной нагрузки, предлагается заменить два силовых трансформатора марки ТДГ-31500/110 на два силовых трансформатора с расщеплённой обмоткой марки ТРДН-40000/110;
- в связи с применением трансформаторов с расщеплённой обмоткой, на стороне 6 кВ подстанции предлагается использовать схему «Две секционированные системы сборных шин», которая обеспечит надёжность и экономичность электроснабжения потребителей с достаточным уровнем резервирования в системе;

- в связи с применением устаревших и неэффективных электрических аппаратов, которые были введены в эксплуатацию в 1958 году, и в данный момент не допускают даже частичную модернизацию, предлагается их полностью заменить на современные аппараты, которые планируется выбрать в работе далее.

Предложенный комплекс мероприятий по реконструкции подстанции 110/6 кВ «Приокская» технически обоснован и направлен на качественное улучшение эксплуатационных характеристик и экономических показателей её работы.

Получены расчёты электрических нагрузок на подстанции 110/6 кВ «Приокская» Нижегородской области после реконструкции:

- отдельных присоединений потребителей;
- секций сборных шин 6 кВ;
- силовых трансформаторов;
- всей подстанции.

В результате проведения анализа установлено, что выбранные к установке на подстанции 110/6 кВ «Приокская» работе силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой марки ТРДН-40 МВА полностью удовлетворяют всем предъявляемым нормативным требованиям как по допустимой нагрузке в обычных режимах эксплуатации, так и по способности кратковременного выдерживания перегрузок в послеаварийных режимах.

Получены значения токов трёхфазного и двухфазного КЗ, а также ударных токов.

В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 110 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская», выбрано и проверено следующее современное оборудование открытой установки:

- вместо устаревших баковых выключателей с масляной изоляцией марки МКП-110М/1000-20 УХЛ1, выбраны современные элегазовые выключатели марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1;

- вместо устаревших разъединителей марки РНДЗ-110/1000 УХЛ1, выбраны современные разъединители РН-СЭЩ-110/1000 УХЛ1;
- проверены на соответствие установленным параметрам электрической сети следующие электрические аппараты, не требующие замены: трансформаторы напряжения марки ЗНОГ-110/УХЛ1, а также ограничители перенапряжения марки ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1 и встроенные в выключатели трансформаторы тока марки ТВТ-110-I.

В результате проведения реконструкции подстанции 110/6 кВ «Приокская» в Нижегородской области, которая обусловлена заменой силовых трансформаторов на два новых трансформатора марки ТРДН-40000/110, на питающей линии напряжением 110 кВ обусловлено применение нового сечения проводника марки АС-185/24 с  $I_{дон} = 520$  А. С целью экономии ресурсов, для практического внедрения указанного мероприятия, на двухцепной питающей линии 110 кВ предлагается заменить только провода, без замены анкерных и концевых опор и траверс на данной линии (частичная модернизация).

В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская», выбрано и проверено следующее современное оборудование:

- вместо устаревших горшковых выключателей с масляной изоляцией марки ВМГ-133-20/600 УХЛ1, выбраны современные вакуумные выключатели марки ВВ-СВЭЛ-10/2500-У2;
- вместо устаревших трансформаторов тока марки ТПЛ-10, выбраны современные разработки марки ТОЛ-СЭЩ-10-21;
- вместо устаревших трансформаторов напряжения марки НАМИ-10, выбраны современные разработки марки ЗНОЛ-СЭЩ-10;
- в ячейках с вакуумными выключателями установлены ограничители перенапряжения марки ОПН-П-10/12,7/10/1,1.

Для канализации электроэнергии на стороне 6 кВ подстанции 110/6 кВ «Приокская» в результате увеличения нагрузки потребителей, на линиях Л1, Л3, Л5, Л7 выбраны и проверены по три силовых кабеля марки ЗАСБ-6 (3×185), а также по три силовых кабеля марки ЗАСБ-6 (3×150) для применения на каждой из линий Л2, Л4, Л6, Л8.

В работе расчётным путём подтверждено, что ТСН марки ТМГ-160/6, установленные на подстанции, не нуждаются в замене. Кроме того, показано, что данные трансформаторы отличаются повышенной надёжностью, безопасностью и удобством технического обслуживания, так как выполнены по специальной технологии в герметичном исполнении без применения расширительного бака и имеют высокий КПД.

В качестве РУ-0,4 кВ системы СН выбрано комплектное низковольтное распределительное устройство с секционированием и АВР, выполненное в виде комплектных распределительных шкафов серии ЩО-70.

Установлено, что потребителями собственных нужд подстанции являются системы технологического и аварийного освещения помещений распределительных устройств 110 и 6 кВ, наружное и периметральное освещение территории объекта, а также системы жизнеобеспечения и технологического контроля.

Для оперативного питания вторичных цепей выбран щит постоянного оперативного тока (ЩПТ), комплектуемый аккумуляторной батареей (АБ), выпрямительно-зарядным устройством и распределительными шкафами постоянного тока.

Показано, что применение системы постоянного оперативного тока обосновано высокими требованиями по надёжности функционирования систем релейной защиты, управления и автоматики, поскольку именно постоянный ток способен обеспечить стабильное и бесперебойное электроснабжение в случае аварийного отключения основных источников переменного тока.

Выбраны современные микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики серии SEPAM 1000+ серии 20 компании Schneider Electric:

- для защиты силовых трансформаторов 110/6/6 кВ – устройство Sepam1000+T20;
- для защиты питающих линий 110 кВ и отходящих линий 6 кВ – устройство Sepam1000+S20.

На основании расчётов, окончательно приняты четыре вертикальных стержневых молниеотвода высотой 24 метра каждый, что позволяют надёжно защитить территорию всей подстанции 110/6 кВ «Приокская» от внешних перенапряжений.

На основании проведённых расчётов установлено, что оптимальным решением для обеспечения нормативного сопротивления контура заземления на подстанции 110/6 кВ «Приокская», является применение 64 вертикальных заземляющих электродов длиной по 5 метров каждый. Такое количество электродов, соединённых в форме замкнутой сетки без разрывов цепи, позволяет добиться необходимого уровня электробезопасности, гарантируя безопасные условия эксплуатации оборудования и защиту персонала.

Показано, что результаты, полученные в ходе реконструкции подстанции 110/6 кВ «Приокская», позволят повысить надёжность и безопасность электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей Нижнего Новгорода, существенно снизить эксплуатационные расходы и потери электроэнергии, а также создать условия для дальнейшего развития инфраструктуры энергосистемы региона, учитывая перспективы роста электропотребления.

## Список используемых источников

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. ВЛ 110 кВ «Молитовская – Приокская» [Электронный ресурс]: URL: <https://www.ural-esk.ru/vl-110kv-molitevskaja-priokskaja/> (дата обращения: 17.03.2025).
3. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 17.03.2025).
4. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода. [Электронный ресурс]: URL: <https://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 17.03.2025).
5. Кабель АСБ допустимый ток. [Электронный ресурс]: URL: <https://elmarts.ru/blog/spravochnik/asb-dlitelno-dopustimyy-tok/> (дата обращения: 17.03.2025).
6. Киреева Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. М.: КноРус, 2019. 236 с.
7. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
8. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: учебник. Москва: Издательство Юрайт, 2023. 362 с.
9. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
10. Отношение: Приокская (2424564) [Электронный ресурс]: URL: <https://www.openstreetmap.org/relation/2424564#map=18/56.290144/43.988799> (дата обращения: 17.03.2025).
11. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок

- (Приказ от 15 декабря 2020 г. № 903н / Приказ от 29 апреля 2022 г. № 279н).  
Изд-во Мини-Тайп, 2023. 216 с.
12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.  
Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.
13. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во  
ЦентрМаг, 2022. 584 с.
14. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов  
короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]:  
URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения:  
17.03.2025).
15. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию  
электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских  
объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.
16. Схема ЛЭП и электроснабжения России ПС Приокская.  
[Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#11.97/56.2926/43.97329>  
(дата обращения: 17.03.2025).
17. Устройства SEPAM 20, SEPAM 1000+ серии 20 [Электронный  
ресурс]: URL: <http://www.schneider-spb.ru/sepam-1000-20.html> (дата  
обращения: 17.03.2025).
18. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных  
коммуникаций [Электронный ресурс]: URL:  
<https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815349.pdf> (дата обращения:  
17.03.2025).
19. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение  
Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва, 2020. 142 с.
20. Ячейка К-204ЭП. [Электронный ресурс]: URL:  
<https://belgorod.energo-prom-ktp.ru/catalog/kru/k-204ep/> (дата обращения:  
17.03.2025).