

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«_____» 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Реконструкция ПС 35/10 кВ УЛПХ в с. Усть-Бюр
(наименование темы)

Руководитель _____
подпись, дата _____
доц. каф. ЭЭ,к.т.н. _____
должность, ученая степень _____
А.В.Коловский
инициалы , фамилия

Выпускник _____
подпись дата _____
А.И. Денк
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата _____
И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2020

РЕФЕРАТ

Работа на тему «Реконструкция ПС 35/10 кВ в с. Усть–Бюр» содержит 60 страниц текстового документа, 10 рисунков, 21 таблиц, 20 использованных источников, 2 листа графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОБОРУДОВАНИЕ, РЕТРОФИТ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РАСЧЁТЫ.

Объект исследования – действующая подстанция 35/10 кВ «УЛПХ» в с. Усть–Бюр, на границе раздела ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» и ООО «Электросервис».

Цель работы – разработка мероприятий по реконструкции подстанции 35/10 кВ «УЛПХ» для повышения надёжности работы оборудования.

Задачи работы:

1. Анализ мощности нагрузки и замена силовых трансформаторов;
2. Проведение ретрофита ячеек КСО;
3. Расчет затрат по укрупнённым показателям.

По результатам работы можно сделать вывод, что реконструкция подстанции приведет к повышению надежности электроснабжения потребителей и улучшению технико-экономических показателей.

Практическая значимость работы обусловлена тем, что принятые в работе решения могут быть использованы в дальнейшем для реализации проекта.

ESSAY

Work on the topic "Reconstruction of the SS 35/10 kV in the village. Ust'Byur" contains 60 pages of a text document, 10 figures, 21 tables, 20 used sources, 2 sheets of graphic material.

RECONSTRUCTION, POWER SUPPLY, SUBSTATION, DEVICE, TRANSFORMER, BREAKER, EQUIPMENT, RETROFIT, SHORT CIRCUIT, CALCULATIONS.

The object of research is the operating substation 35/10 kV "ULPH" in the village. Ust'Byur, on the border between PJSC IDGC of Siberia Π Khakasenergo and LLC Electroservice.

The purpose of the work is to develop measures for the reconstruction of the 35/10 kV substation "ULPH" to improve the reliability of the equipment.

Work tasks:

1. Analysis of load power and replacement of power transformers;
2. Carrying out a retrofit of CSR cells;
3. Calculation of costs for aggregated indicators.

Based on the results of the work, it can be concluded that the reconstruction of the substation will lead to an increase in the reliability of power supply to consumers and an improvement in technical and economic indicators.

The practical significance of the work is due to the fact that the decisions made in the work can be used in the future for the implementation of the project.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Теоретическая часть	6
1.1 Понятие «Ретрофит» ячейки КСО. Ретрофит при реконструкции подстанции	6
1.2 Описание ПС 35/10 кВ «УЛПХ» в с. Усть–Бюр. Причины реконструкции	7
1.3 Условия выбора оборудования на ПС	9
2 Аналитическая часть	11
2.1 Расчёт мощности нагрузки на 5 год эксплуатации и проверка необходимости замены трансформаторов	11
2.1.1 Определение нагрузок	11
2.1.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС «УЛПХ» села Усть–Бюр	13
2.1.3 Определение токовых загрузок в программном комплексе RastrWin3 ...	17
2.2 Расчёт токов короткого замыкания	19
2.2.1 Расчёт токов короткого замыкания ручным способом	20
2.2.2 Определение токов КЗ с помощью программы RastrWin3	23
2.3 Реконструкция ОРУ 35кВ и выбор основного оборудования на 35кВ	25
2.4 Ретрофит ячейки КСО–266.....	31
2.4.1 Выбор оборудования для низкой стороны напряжения 10 кВ	31
2.4.2 Ретрофит ячеек КСО	41
3 Практическая часть.....	52
3.1 Выбор элементов релейной защиты	52
3.2 Оценка капитальных вложений по методу укрупнённых показателей стоимости при реконструкции ПС 35/10 кВ «УЛПХ»	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	58
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	59

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является важнейшим источником энергии, включает в себя производство, транспортировку и сбыт электроэнергии по всему миру.

Электрификация сельского хозяйства в нашей современности играет особую роль. Здесь важно обеспечение надёжным электроснабжением для непрерывности работы сельского хозяйства, которое относится к третьей и второй категории электропотребителей, а в некоторых случаях и к первой категории, например, инкубация яиц.

В работе **объектом исследования** является электрическая двухтрансформаторная подстанция 35/10 кВ №46 «УЛПХ», которая обеспечивает электроэнергией село Усть–Бюр. Сама подстанция питана от сетей ВЛ–35 кВ «Т–13» от ПС 220/110/35 кВ №21 «Сора» и от сетей ВЛ–35 кВ «Т–13СТ» от ПС 35/10 кВ №71 «Степной». На подстанции установлены два силовых трансформатора мощностью 1,6 МВА, которых не хватает для электропитания села Усть–Бюр.

Поэтому, **актуальной задачей** является реконструкция подстанции «УЛПХ» и обеспечение бесперебойности электроснабжения.

Цель работы заключается в проведении мероприятий по повышению надежности электроснабжения села Усть–Бюр.

Задачи работы:

1. Анализ мощности нагрузки и замена силовых трансформаторов;
2. Проведение ретрофита ячеек КСО;
3. Расчет затрат по укрупнённым показателям.

1 Теоретическая часть

1.1 Понятие «Ретрофит» ячейки КСО. Ретрофит при реконструкции подстанции

Под понятием «Ретрофита» подразумевается замена такого электрического оборудования, как находящиеся в эксплуатации силовые автоматические выключатели, контакторы выкатного или стационарного исполнения, которые уже морально устарели и отработали свои технические ресурсы с момента установки и ввода в рабочий режим [12].

Ретрофит ячеек КСО заключается в основном в модернизации ячеек камер сборных одностороннего обслуживания, в нашем случае типа КСО–266 в которых установлен масляный выключатель, путём замены этого устаревшего и отработавшего свой технический ресурс выключателя на новый вакуумный автоматический с монтажом на месте. Ретрофит позволяет внедрять технологически современные решения, при этом получится оставить старый корпус ячейки, так как он не нуждается в замене. А причиной тому, что на подстанциях стоит устаревшее оборудование — это простая нехватка денег на так называемое «капитальное перевооружение». Поэтому работники энергетических обслуживающих компаний пытаются профилактиками и ремонтами увеличить ресурс выработавших аппаратов. Но это всего лишь позволяет решить проблему временно [13].

При реконструкции подстанции мы выбираем ретрофит как модернизацию, а не, например, ремонт электрических аппаратов или приобретение и замена полностью новой подстанции, оснащённой современными электрическими аппаратами, ведь для ремонта оборудования, которое изготавливались несколько десятков лет назад зачастую производство уже давно закрыто и нету запасных частей и ремонтных комплектов. А установка новой подстанция сразу же подразумевает демонтаж всей старой подстанции и монтаж новой, что выходит значительно

дороже. А положение с аппаратурой коммутации имеет обратную сторону, электромагнитные и масляные выключатели исчерпавшие свой ресурс уже не обеспечивают достаточной надёжности электроснабжения, а ведь запросы к надёжности стабильно увеличивается [13]. Получается самым оптимальным способом решения этих недостатков будет применение ретрофита, т.е. замена выключателей на новые.

В наше время есть множество вариантов ретрофита, которые можно применять без необходимости сварочных работ и надобности согласования проектного решения. Из–за этого можно провести модернизацию в короткие сроки времени и максимально уменьшить время, в которое будет прекращена подача электропитания потребителей.

Для РУ на выкатных ячейках применимо наиболее часто три варианта ретрофита. Первый вариант самый экономичной модернизации, только займёт больше времени на работу, заключается в смене выключателя выкатного элемента ячейки с помощью комплекта адаптации. Во втором варианте заменяется выкатной элемент полностью и модернизируются блокировки за короткие сроки и плюсом заменённый элемент идёт в запас. В третьем варианте ретрофита устанавливаются микропроцессорные защиты, при которых ячейки обретают современные характеристики [13].

1.2 Описание ПС 35/10 кВ «УЛПХ» в с. Усть–Бюр. Причины реконструкции

Подстанция «Усть–Бюр» расположена в селе Усть–Бюр Усть–Абаканского района Республики Хакасия и находится на балансе и в эксплуатации филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» и ООО «ЭлектроСервис». Границей балансовой принадлежности между организациями является РПП–35кВ

Подстанция двухтрансформаторная с мощностью силовых трансформаторов по 1600кВА каждый, типа Т–1600–35/10.

Распределительное устройство высокого напряжения 35 кВ, укомплектовано отделителями. А низкого напряжения 10 кВ укомплектовывается ячейками КСО-266 с выключателями ВМП-10.

Для электропитания собственных нужд подстанции имеются два трансформатора собственных нужд ТСН 10/0,4.

Релейная защита и автоматика на подстанции выполнена на электромеханической базе. Оперативный ток используется для питания системы автоматики.

На силовых трансформаторах имеются следующие виды защит: защита от перегрузки, (МТЗ), защита уровня и температуры масла, продольная дифференциальная токовая защита.

Измерение величины тока и напряжения выполняется с помощью амперметров и вольтметров, установленных на панели управления.

Для безопасности работы персонала на подстанции выполнен контур заземления.

Основные проектные решения при реконструкции ПС «Усть-Бюр» включает:

- замена силовых трансформаторов Т-1600кВА на новые более высокой мощности, так как установленные трансформаторы имеет слишком низкую мощность для потребителей, запитанных от подстанции;
- замена устаревших отделителей 35кВ на современные вакуумные выключатели 35кВ;
- модернизация ячеек КСО, путём замены устаревших масляных выключателей ВМП-10 на вакуумные и улучшение РЗА.

Участок находится на спокойном рельефе. Имеется естественный не существенный уклон площадки для отвода поверхностных, дождевых вод.

Месторасположение настоящего строения находится в пределах ограждения подстанции. Для подъезда к подстанции имеется автодорога. Природно-климатические характеристики района на котором будет реконструкция, покажем в таблице 1.

Таблица 1 – Природно–климатические характеристики района реконструкции.

№ п/п	Наименование характеристики	Характеристика
1	Район строительства	с.Усть–Бюр Усть–Абаканского района РХ
2	Климатический район и подрайон	IB
3	Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	-40
4	Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	79
5	Количество осадков за ноябрь–март, мм	40
6	Преобладающее направление ветра, за декабрь – февраль	Юго–западное
7	Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$, м/с	2,8
8	Среднемаксимальная температура воздуха наиболее тёплого месяца, °С	26,2
9	Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее тёплого месяца, %	68
10	Количество осадков за апрель–октябрь, мм	282
11	Преобладающее направление ветра, за июнь – август	Юго–западное
12	Район по ветровому давлению	IV
13	Район по толщине стенки гололёда	III (20 мм)
14	Район по средней продолжительности гроз в часах	от 40 до 60
15	Район по пляске проводов	С умеренной пляской проводов

Данные приведены согласно СНиП 23–01–99 строительная климатология с изменениями от 1 января 2003 г. [15].

1.3 Условия выбора оборудования на ПС

При проектировании подстанции одним из важных моментов является вопрос о грамотном выборе оборудования, ведь при не правильном выборе будут наблюдаться потери электроэнергии. Электрические аппараты выбираются на основе организованных для них проектных условий и

характеристик электротехнической промышленности относительно параметров [18].

Все устройства выбираются с условием того, что будут эксплуатироваться в длительном рабочем режиме и проверяются в соответствии с условиями аварийного режима, когда происходит короткое замыкание. Условия выбора также должны предусматривать место эксплуатации, например, установка внутри помещения или снаружи, влажность и температуру окружающей среды. Для разного класса напряжения должно соответствовать изоляция устройств [19].

Естественно из самых главных условий выбора является выбор и проверка устройств по номинальным значениям тока и напряжения. А для того чтобы оборудование работало гарантировано надёжно без перебоев, то допустимые величины должны быть больше расчётных. В итоге условия для длительного режима, это выбор по напряжению и нагреву, при длительно протекающем номинальном токе. И проверка условий устойчивости при протекании токов КЗ на электродинамическую и термическую стойкость [19].

Для поддержки стабильной работы энергосистемы токи коротких замыканий должны быть отключены как можно быстрее. Выключатель также должен быть рассчитан на быстрое автоматическое повторное включение. Достоинствами при выборе устройства будет его простота в эксплуатации, иметь ремонтопригодность и для безопасности быть не взрывоопасным и иметь противопожарную безопасность.

При проверке выключателя на электродинамическую и термическую стойкость используется расчётный трёхфазный ток короткого замыкания. Проверка по условия КЗ проводится:

- на электродинамическую стойкость;
- на термическую стойкость;
- на отключающую способность [11].

2 Аналитическая часть

2.1 Расчёт мощности нагрузки на 5 год эксплуатации и проверка необходимости замены трансформаторов

2.1.1 Определение нагрузок

Первым шагом в проектировании энергосистемы является определение электрических нагрузок. Электрооборудование системы электропитания выбирается или проверяется в соответствии со значением электрических нагрузок, а также находятся потери [20].

При не правильном определении нагрузок потребителей будут лишние затраты на дорогостоящее оборудование и эти устройства не будут использованы в полную силу. А обратная ситуация, как определение нагрузок меньше фактических приведёт к таким последствиям, как увеличенные потери в линиях и трансформаторах и чрезмерный износ оборудования. При определении расчетных нагрузок необходимо учитывать, что у населения и у разного вида предприятий происходит постоянное совершенствование, это механизация и автоматизация разных технологических процессов, из-за этого увеличивается расход электроэнергии потребляемой предприятием. Но и может быть обратный эффект, т.е. уменьшение потребляемой электроэнергии, за счёт замены на производстве устаревшего оборудования на новое, современное, с более высоким КПД, что даёт такое же количество преобразованной энергии, при этом затратив на это электрической энергии меньше [6].

Источник питания, линии электропередач, трансформаторная подстанция, распределительные устройства определяются электрическими

нагрузками потребителей. Поэтому нужно сделать правильное определение электрических нагрузок, чтобы не допустить ошибок при реконструкции и дальнейшей эксплуатации.

При реконструкции ПС 35/10 кВ «УЛПХ» села Усть–Бюр нужно определить суммарную измеренную мощность со всех шин напряжения 10 кВ каждой секции подстанции, это нужно для определения числа и мощности трансформаторов.

Расчёт мощности, потребляемой из подстанции «УЛПХ» выполним, как сумму всех нагрузок фидеров шин 10 кВ. Тут же сделаем расчёт мощности нагрузки на 5 год эксплуатации, для этого умножаем сумму нагрузок на коэффициент альфа, учитывающий рост нагрузки. Так как принимаем прирост нагрузки 1% в год, то:

$$\alpha = 1,01^5 = 1,051$$

Расчёт представим в виде таблицы 2.

Таблица 2 – Нагрузки потребителей ПС 35/10 кВ «УЛПХ» села Усть–Бюр

Шины 10 кВ ПС «УЛПХ» села Усть–Бюр	Замеренная мощность $\sum P$ кВт	Полная мощность при $\cos\phi=0.95$ (для бытовых потребителей), кВА	Мощность потребителей на 5ый год эксплуатации, кВА	Tок фидера
				$I_{H,TP,KTP} =$ $\sum S_{H,TP,KTP} / \sqrt{3} \cdot U_H$
Фидер №46–01	340	357	375	20,6
Фидер №46–03	420	442	464	25,5
Фидер №46–04	22	23	24	1,3
Фидер №46–05	100	105	110	6
Фидер №46–06	40	42	44	2,4
Фидер №ВК1	700	736	773	42,5
Фидер №ВВ2	560	589	619	34
Итого:	2182	2296	2409	

2.1.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС «УЛПХ» села Усть–Бюр

На подстанции одним из важных вопросов является выбор оптимально–подходящей для потребителя мощности силовых трансформаторов. Очень важно при осуществлении выбора силовых трансформаторов учесть то, чтобы их рабочий режим был стабильным и эффективным. А при выходе одного из двух силовых трансформаторов было всё равно обеспечение электропитания.

При условии, в котором из двух трансформаторов произойдёт авария или плановое отключение для эксплуатационного обслуживания одного из силовых трансформаторов. Тогда трансформатор мощностью 1600 кВА не сможет обеспечить достаточной нагрузкой 2409 кВА потребителей. Тем самым в нашем случае, в связи с возможным будущим увеличением потребления мощности, не обеспечит надёжности.

Из этого следует, что сейчас силовые трансформаторы мощностями 1600 кВА на подстанции не могут отдавать качественную и надёжную электроэнергию для потребителей в аварийном режиме или в плановом отключении.

Выбирать какие силовые трансформаторы и какой мощности надо по суммарным расчётам замеренных электрических нагрузок.

Определять количество трансформаторов на подстанции нужно из того, какой категории степени надёжности нужно электроснабжение отталкиваясь от категории потребителей.

Село Усть–Бюр в котором находится подстанция «УЛПХ» по категорийности электроснабжения потребителей относится к второй и третьей категории. Согласно ПУЭ ко второй категории электроснабжения относятся потребители, при отключении питания которых, останавливается работа важных городских систем, на производстве возникает массовый брак продукции, есть риск выхода из строя крупных взаимосвязанных систем, циклов производства. Помимо предприятий, ко второй категории электроснабжения относятся:

- детские заведения;
- медицинские учреждения и аптечные пункты;
- городские учреждения;
- учебные заведения;
- крупные торговые центры;
- спортивные сооружения, в которых может быть большое скопление людей;
- все котельные и насосные станции, кроме тех, которые относятся к первой категории [3].

В нашем случае трансформаторы выбираются по внутренним нормативным данным по схеме N-1, когда при отключении одного трансформатора другой должен брать на себя всю мощность другого, при

этом не нагружаться больше, чем на 100%. Из-за этого выбираем трансформатор ТМН(ТМ)-2500/35 со справочными данными в таблице 3.

Таблица 3 – Справочные данные ТМН(ТМ)-2500/35 [17]

Тип	Sном, MVA	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			Uном обмоток		Uк, %	ΔРк, кВт	Px, кВт	Ix, %	Rt, Ом	Хt, Ом	ΔQx , квар
			VH	HH							
TMN(TM) -2500/35	2,5	±6*1,5 %	35	6,3;11	6,5	23,5;26	5,1	1,1	4,6;5,1	31,9	27,5

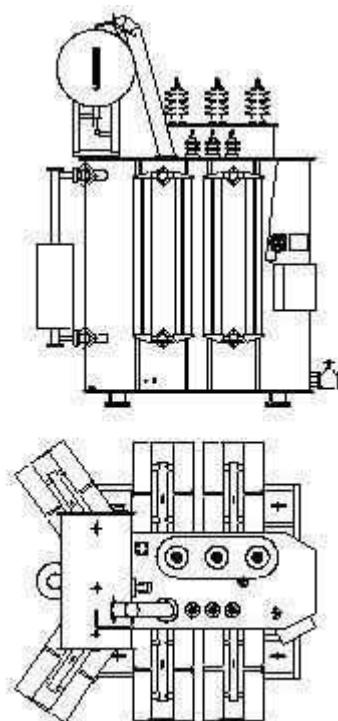


Рисунок 1 – Конструктивное исполнение ТМ 2500/35-10

ТМ 2500/35-10 (МЭК – 76, ГОСТ 11677) – это трёхфазный понижающий силовой трансформатор с масляным естественным охлаждением. Трансформатор предназначен для промышленности и преобразовывает в сетях энергосистем электрическую энергию для потребителей электроэнергии частотой тока 50Гц. ТМ 2500/35-10

предназначен для эксплуатации в условиях наружного или внутреннего применения, в умеренном или холодном районном климате [4].

ТМ 2500/35–10 не годен для эксплуатации в условиях, где взрывоопасная, активная химическая среда, где повышенные вибрации, толчки, удары. Максимальное количество отключений со стороны питания – до 10 раз в сутки [4].

Трансформатор оборудован маслорасширителем, в процессе работы он может компенсировать изменение объёма масла, которое нагревается или охлаждается [4].

Для регулировки напряжения без возбуждения ТМ 2500/35–10 оснащен переключателями высокого напряжения, которые присоединяются к высокой стороне напряжения и допускает возможность регулировать напряжение ступенями при не запитанном в сеть трансформаторе со стороны низкого и высокого напряжения с диапазоном $+2 \times 2.5\%$ [4].

Конструкция трансформаторов ТМН:

- баки трансформаторов типа ТМН прямоугольной формы. Трансформаторы изготавливаются с радиаторными баками. Имеются крюки для подъема трансформатора и бака в сборе, которые располагаются под верхней рамой бака. На крышке трансформаторного бака находится для залива масла кран (пробка), а внизу бака есть для спуска масла пробка, для взятия пробы кран (пробка) и для заземления болт;
- активная часть трансформатора состоит из магнитопровода, который изготовлен из электротехнической холоднокатаной стали, устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и обмоток;
- устройство РПН предусматривает местное и автоматическое управление процессом регулирования напряжения трансформатора;
- вводы высокой и низкой стороны напряжения трансформатора являются наружной установки и съемные, проходные фарфоровые изоляторы располагаются на крышке;

- при колебаниях температуры окружающей среды маслорасширитель может обеспечивать достаточный уровень масла при всех рабочих режимах трансформатора. Маслорасширитель состоит из двух отсеков. С левой стороны отсек маслорасширителя устройства РПН, с правой—отсек маслорасширителя трансформатора;
- в трансформаторах имеются катки, служащие для перемещения трансформатора как поперечного, так и продольного [4].

2.1.3 Определение токовых загрузок в программном комплексе RastrWin3

Программа RastrWin3 предназначена для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Пользовательский интерфейс в RastrWin3 представляет собой графический процессор. Для создания моделей необходимо внести нужную информацию заполнить таблицы: узлы, ветви, трансформаторы, трансформаторы паспорт. В таблицах вносятся такие параметры как номинальные напряжения, величина мощности нагрузки в узле, сопротивления схемы замещения элементов, коэффициенты трансформации и т.д. После расчёта в эти таблицы записываются значения напряжений в узлах, мощности генерирующих узлов, мощности в начале и конце ветви, токи в ветвях [8].

Результаты моделирования и параметры схемы замещения исследуемого участка сети представлены в таблицах 4–7.

В таблице 4 показаны данные режима энергосистемы после замены трансформаторов на ПС 35/10 кВ «УЛПХ».

Таблица 4 – Ветви в RastrWin3

Тип	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max	I загр.
ЛЭП	Copa 10 кВ - П Тр 10	0,03	0,02	0,00	0	-2,61	-1,43	157,56	0
ЛЭП	П Тр 35 - УЛПХ 35	8,70	7,98	56,78	0	-2,59	-1,28	46,46	0
ЛЭП	УЛПХ 35 - оп103	4,98	4,57	32,52	0	-0,31	0,08	5,47	0
ЛЭП	оп103 - Майская 35	4,38	4,27	28,64	0	-0,74	-0,41	13,97	0
ЛЭП	оп103 - Q	2,83	2,58	18,45	0	0,43	0,53	11,55	0
Выкл	Q - Степная 35	0	0	0	0	0,43	0,55	11,55	0
ЛЭП	Степная 35 - Капчалы 35	11,80	10,88	77,01	0	1,67	1,00	32,97	0
ЛЭП	Капчалы 35 - Доможаково	12,04	11,55	78,62	0	2,62	1,26	47,51	0
ЛЭП	Доможаково - Райково 35	5,50	5,03	35,90	0	3,18	1,76	56,81	0
Tr-p	Copa 220 - Copa N	1,43	104,11	5,89	1,00	-2,65	-1,80	8,05	5,08
Tr-p	Copa N - Copa 110кВ	1,43	-11,67	0	0,53	0	0	0	0
Tr-p	Copa N - Copa 10 кВ	1,43	195,64	0	0,05	-2,61	-1,47	7,54	0,23
Tr-p	П Тр 35 - П Тр 10	1,44	14,51	47,11	0,30	2,59	1,28	46,46	44,88
Tr-p	УЛПХ 35 - УЛПХ 10-1	4,61	31,52	21,73	0,31	-1,01	-0,56	19,08	46,11
Tr-p	УЛПХ 35 - УЛПХ 10-2	4,61	31,52	21,73	0,31	-1,21	-0,67	22,92	55,40

Таблица 5 – Узлы в RastrWin3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_h	Q_h	P_g	Q_g	V_зд	V	Delta	□U
База	100	Copa 220	220	0	0	2,65	1,80	230	230,00	0	4,55
Нагр	110	Copa N	220	0	0	0	0	0	229,31	-0,29	4,23
Нагр	120	Copa 110кВ	110	0	0	0	0	0	120,64	-0,29	9,67
Нагр	130	Copa 10 кВ	10	0	0	0	0	0	10,91	-0,84	9,07
Нагр	200	П Тр 10	10	0	0	00	0	0	10,90	-0,85	8,99
Нагр	210	П Тр 35	35	0	0	0	0	0	35,84	-2,41	2,41
Нагр	300	УЛПХ 35	35	0	0	0	0	0	34,94	-2,86	-0,17
Нагр	310	УЛПХ 10-1	10	1	0,5	0	0	0	10,56	-4,26	5,59
Нагр	320	УЛПХ 10-2	10	1,1	0,55	0	0	0	10,52	-4,54	5,20

Таблица 6 – Токовая загрузка трансформаторов

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Iдоп_25 ДДТН	Iдоп_расч ДДТН	I/I_dop
100	110	Copa 220 - Copa N	7,83	7,33	158,33	158,33	4,95
110	120	Copa N - Copa 110кВ	0,00	0,00	300,96	300,96	0,00
110	130	Copa N - Copa 10 кВ	7,33	153,16	3310,56	3310,56	0,22
210	200	П Тр 35 - П Тр 10	45,15	153,16	103,52	103,52	43,61
300	310	УЛПХ 35 - УЛПХ 10-1	20,96	67,24	41,38	41,38	50,65
300	320	УЛПХ 35 - УЛПХ 10-2	19,05	61,02	41,38	41,38	46,02

Таблица 7 – токовая загрузка линий

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место
130	200	Copa 10 кВ - П Тр 10	153,16	153,16	ВН
210	300	П Тр 35 - УЛПХ 35	45,15	44,66	ВН

RastrWin3 позволяет представить результаты не только в табличной форме, но и графической. На графической схеме модели градиентной заливкой обозначены отклонения напряжения от номинального. Зелёным цветом отклонение выше номинала, а красным ниже номинального напряжения. Также на схеме подписываются номера узлов, их номинальные напряжения, потоки мощности в начале и в конце линии.

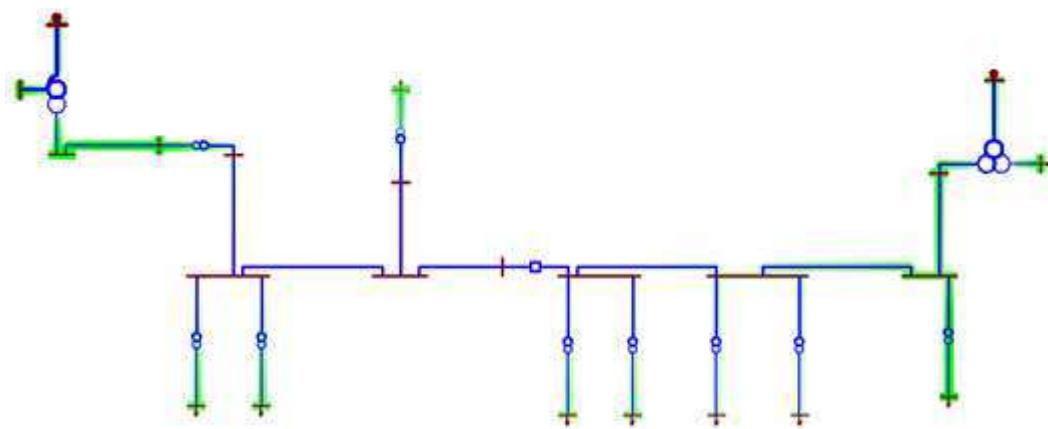


Рисунок 2 – Общий вид моделируемой сети

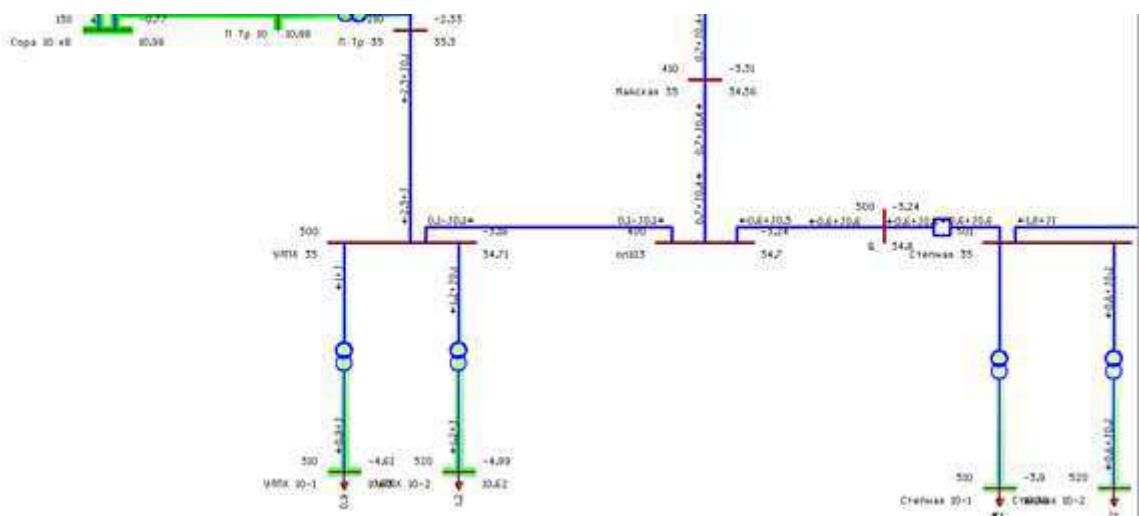


Рисунок 3 – Приближение к реконструируемой ПС «УЛПХ»

2.2 Расчёт токов короткого замыкания

2.2.1 Расчёт токов короткого замыкания ручным способом

Коротким замыканием называются замыкания, происходящие между фазами, замыкания между фазами или нулевого провода и фазы на землю в сетях с глохом – или эффективно – заземленными нейтралями.

Короткие замыкание происходит в случае разрушения внешней изолирующей оболочки разных аппаратов и сетей. Происходит разрушение из-за совсем разных последствий, это как простое изнашивание материала от времени, так и повреждение от перенапряжения на ЛЭП, от механических ударов и ударов молнии. А что бы не разрушились токоведущие элементы и их изоляция, электрооборудование должно быть с электродинамическим сопротивление для преодоления КЗ.

Все аварийные случаи, связанные с КЗ можно поделить на две группы: короткое замыкание рядом с источником питания (генератор) с не бесконечной мощностью и КЗ в сетях, питаемых от шин постоянного напряжения (системы электропитания) [11].

При расчете токов КЗ нужно рассчитывать трёхфазное КЗ через металлическое сопротивление, которое равное нулю, ведь в нём токи максимальны и выбрать место, где проходящий ток будет больше. Сопротивлением коммутационных устройств пренебрегаем, а напряжение принимаем на пять процентов больше номинального [11].

При расчете токов КЗ применяется расчетная схема сети, которая показывает элементы системы и создаётся эквивалентная схема на её основе. На схемах показаны точки, где надо рассчитать токи КЗ. Рассчёчная и упрощённая однолинейная эквивалентная принципиальная схема сети показана на рис. 4 и 5.

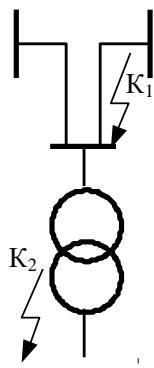


Рисунок 4 – Однолинейная расчетная схема сети.

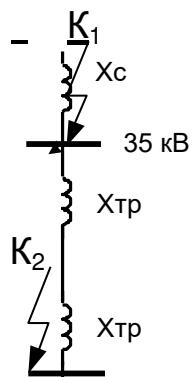


Рисунок 5 – Упрощенная однолинейная схема замещения сети.

Расчет токов КЗ на напряжение 35 кВ.

Точка К1.

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.ИП}} \cdot U_{\text{ср.н}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12 \cdot 37} = 0,13$$

$$R_{\text{л}*} = R_{\text{л}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.н}}^2} = 8,7 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,636$$

$$X_{\text{л}*} = X_{\text{л}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.н}}^2} = 7,98 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,583$$

Базисный ток I_6 , кА равен

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1.56 \text{ (кА).}$$

$$I_{k1} = \frac{E}{\sqrt{(X_c + X_n)^2 + R_n^2}} I_6 = \frac{1}{\sqrt{(0,13 + 0,583)^2 + 0,636^2}} 1,56 = 1,63$$

Чтобы проверить электроустройства на электродинамическую стойкость нужно рассчитать наибольший вероятный мгновенный ток короткого замыкания, называемый ударным током:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * K_{уд} * I_k^{(3)},$$

где: $K_{уд}$ – ударный коэффициент. Так как система, связанная с шинами где рассматривается к.з., воздушными линиями 35 кВ, поэтому $k_{уд}=1,6$

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} * K_{уд} * I_k^{(3)} = \sqrt{2} * 1,6 * 1,63 = 3,68$$

Точка К2.

Расчет токов КЗ выполняется в именованных единицах. Сопротивления элементов системы электроснабжения ВН приводятся к НН.

В сетях выше 1кВ активным сопротивлением трансформаторов пренебрегают, поэтому сопротивление трансформатора

Приведем сопротивление системы к напряжению 10,5 кВ.

$$X_c = 0,08$$

$$X_t = u_{k,\%} \cdot \frac{S_6}{S_{t,ном}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,4$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.н}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5$$

$$I_{\text{k1}} = \frac{E}{\sqrt{(X_c + X_\pi + X_t)^2 + R_\pi^2}} I_6 = \frac{1}{\sqrt{(0,13 + 0,583 + 2,4)^2 + 0,636^2}} 5,5 = 1,73$$

Суммарное реактивное сопротивление:

$$X_{\Sigma K3} = X_c^{10} + X_t + X_\pi = 0,13 + 0,583 + 2,4 = 3,113$$

Ударный ток:

$$R_{\Sigma K3} = R_\pi = 0,636;$$

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma} = \frac{3,113}{0,636} = 4,89;$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{4,89}} = 1,99;$$

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} * 1,99 * 1,73 = 4,89 \text{ (кА).}$$

2.2.2 Определение токов КЗ с помощью программы RastrWin3

Программный комплекс RastrWin3 позволяет определить не только токи во всех ветвях схемы, но и напряжение в каждом узле при коротком замыкании. По сравнению с «ручным расчётом» в RastrWin3 удобно учесть всю сеть 35 кВ, к которой присоединена исследуемая подстанция и активные сопротивления элементов. В результате расчёт получается более точным. Для создания модели необходимо заполнить таблицы несимметрия/узлы ИД, несимметрия/ветви ИД, несимметрия/генераторы ИД. Для задания места короткого замыкания используется таблица состав несимметрии, где указывается узел, в котором произошло короткое замыкание и его вид. Результаты расчётов записываются в таблицы несимметрия/ветви и

нессиметрия/узлы [9]. Результаты расчёта токов короткого замыкания на шинах 35 кВ представлены в таблицах 8 и 9, а на шинах 10 кВ в 10 и 11.

Таблица 8 – Ветви ТКЗ при коротком замыкании на стороне ВН

Тип	tip0	N нач	N кон	Название	I1 н	dI1 н	I1 к	dI1 к
Tp-p	Tp-p	100	110	Copa 220 - Copa N	0,099	-70,6	0,098	-70,5
Tр-р	Tp-p	110	120	Copa N - Copa 110кВ	0,000	0,0	0,000	0,0
Tр-р	Tp-p	110	130	Copa N - Copa 10 кВ	0,098	-70,5	2,049	-70,5
ЛЭП	ЛЭП	130	200	Copa 10 кВ - П Тр 10	2,049	-70,5	2,049	-70,5
ЛЭП	ЛЭП	210	300	П Тр 35 - УЛПХ 35	0,644	-70,5	0,643	-70,5
Tр-р	Tp-p	210	200	П Тр 35 - П Тр 10	-0,644	-70,5	-2,049	-70,5
ЛЭП	ЛЭП	300	400	УЛПХ 35 - оп103	0,000	0,0	0,000	0,0
Tр-р	Tp-p	300	310	УЛПХ 35 - УЛПХ 10-1	0,000	0,0	0,000	0,0
Tр-р	Tp-p	300	320	УЛПХ 35 - УЛПХ 10-2	0,000	0,0	0,000	0,0

Таблица 9 – Узлы ТКЗ при коротком замыкании на ВН

Тип0	Номер	Название	U_ном	V	Delta	V1L	dV1L	V1	Delta1
зак	100	Copa 220	220	230	0	229,9839	4,538119	132,7812	-0,00141
у	110	Copa N	220	229,6008	-0,29587	213,3182	-3,03718	123,1593	-1,52066
у	120	Copa 110кВ	110	120,79	-0,29587	112,2239	2,021746	64,79251	-1,52066
зак	130	Copa 10 кВ	10	10,94651	-0,85573	8,733125	-12,6687	5,042072	-5,18109
зак	200	П Тр 10	10	10,93917	-0,86512	8,645502	-13,545	4,991483	-4,78054
зак	210	П Тр 35	35	34,3775	-2,63677	13,15722	-62,4079	7,596326	-27,9842
зак	300	УЛПХ 35	35	33,57344	-3,39895	1,38E-58	-100	7,97E-59	0
зак	310	УЛПХ 10-1	10	10,27991	-4,92749	4,24E-59	-100	2,45E-59	0
зак	320	УЛПХ 10-2	10	10,2849	-4,7659	8,23E-68	-100	4,75E-68	0

Таблица 10 – ветви ТКЗ при коротком замыкании на НН

S	Тип	s0	tip0	N нач	N кон	Название	I1 н	dI1 н	I1 к	dI1 к
0	Tр-р	False	Tp-p	100	110	Copa 220 - Copa N	0,050	-76,3	0,049	-76,2
0	Tр-р	False	Tp-p	110	120	Copa N - Copa 110кВ	0,000	0,0	0,000	0,0
0	Tр-р	False	Tp-p	110	130	Copa N - Copa 10 кВ	0,049	-76,2	1,026	-76,2
0	ЛЭП	False	ЛЭП	130	200	Copa 10 кВ - П Тр 10	1,026	-76,2	1,026	-76,2
0	ЛЭП	False	ЛЭП	210	300	П Тр 35 - УЛПХ 35	0,322	-76,2	0,321	-76,1
0	Tр-р	False	Tp-p	210	200	П Тр 35 - П Тр 10	-0,322	-76,2	-1,026	-76,2
0	ЛЭП	False	ЛЭП	300	400	УЛПХ 35 - оп103	0,001	-82,7	0,001	-81,8
0	Tр-р	False	Tp-p	300	310	УЛПХ 35 - УЛПХ 10-1	0,320	-76,1	1,040	-76,1
0	Tр-р	False	Tp-p	300	320	УЛПХ 35 - УЛПХ 10-2	0,000	-73,7	0,000	0,0

Таблица 11 – Узлы ТКЗ при коротком замыкании на НН

Тип0	Номер	Название	U_ном	V	Delta	V1L	dV1L	V1	Delta1
зак	100	Copa 220	220	230,00	0,00	229,99	4,54	132,79	0,00
у	110	Copa N	220	229,60	-0,30	221,38	0,63	127,81	-0,52
у	120	Copa 110кВ	110	120,79	-0,30	116,46	5,88	67,24	-0,52
зак	130	Copa 10 кВ	10	10,95	-0,86	9,82	-1,83	5,67	-1,63
зак	200	П Тр 10	10	10,94	-0,87	9,78	-2,21	5,65	-1,42
зак	210	П Тр 35	35	34,37	-2,64	23,12	-33,94	13,35	-4,78
зак	300	УЛПХ 35	35	33,56	-3,40	17,65	-49,58	10,19	5,57
зак	310	УЛПХ 10-1	10	10,28	-4,93	0,00	-100,00	0,00	0,00
зак	320	УЛПХ 10-2	10	10,28	-4,77	5,43	-45,74	3,13	5,57

Результаты расчётов ударного коэффициента и ударного тока представлены в таблице 12. Из программы берём данные для расчёта ударного тока при трёхфазном КЗ.

Таблица 12 – Расчёт ударного тока

Место КЗ	T _a ,с	t _{уд} , с	K _{уд}	I _п , кА	I _{уд} , кА
Шины 35 кВ	0,009	0,008922	1,373	0,643	1,24
Шины 10 кВ	0,013	0,009233	1,49	1,04	2,19

2.3 Реконструкция ОРУ 35кВ и выбор основного оборудования на 35кВ

Выключатель – это высоковольтное устройство, с помощью которого высоковольтные цепи можно включать и выключать как в нормальном, так и в аварийном режиме.

Выключатель является основным переключающим устройством в электрических системах и используется для включения и выключения цепи в любом режиме. Самая сложная и важная операция - отключение токов в случае короткого замыкания.

Вакуумные выключатели типа ВВ/TEL-35 предназначены для коммутации высоковольтных цепей переменного тока напряжением 35кВ с

частотой 50 (60) Гц при нормальной работе устройства и для автоматического отключения этих цепей в случае короткого замыкания и перегрузки [2].

Автоматические выключатели ВВ/TEL-35 наружной установки состоит из трёх полюсов с пофазно встроенными приводами и системой измерения используются в открытых распределительных устройствах 35кВ на трансформаторных подстанциях 35 кВ и заменяют воздушные и масляные выключатели и отделители на действующих подстанциях, которые отработали свой ресурс на действующих подстанциях [2].

Главные преимущества вакуумных выключателей:

- скорость срабатывания и ресурс выключателя сильно увеличен, потому что среда вакуума пробивается электрическим током на многое сложнее, чем масло и воздух. Из-за этого расстояние, на которое двигаются контакты вакуумной камеры составляют до десяти миллиметров, в отличие от контактов масляных и электромагнитных выключателей, которые двигаются на расстояние до двадцати сантиметров;
- высокая надежность и вероятность того, что вакуумный выключатель откажет на много ниже, чем у масляных и электромагнитных выключателей;
- ресурс на количество отключений номинальных токов без ремонтов доходит до 20 000 раз. Количество отключений токов короткого замыкания доходит до двухсот, что в разы превышает характеристики воздушных и масляных выключателей;
- среда в которой гаситься дуга не нуждается в пополнении, поэтому эксплуатационные расходы становятся меньше;
- удобная эксплуатация вакуумных выключателей заключается в их лёгкости, низком энергопотреблении, тихая, экологически и взрывобезопасная работа в сравнении с другими типами выключателей [2].

Полагается, что характеристики вакуумных выключателей в будущем будут только улучшаться, для того, чтобы обеспечить широкое применение.

Отличительные преимущества вакуумных выключателей серии ВВ/TEL-35 фирмы «Таврида Электрик» в сравнении с другими фирмами является:

- высокий механический и коммутационный ресурс;
- минимальный вес и габариты;
- наружная установка;
- быстродействующий привод, позволяющий реализовать трёхкратное АПВ;
- встроенная система измерения;
- простая интеграция в системы телемеханики;
- отсутствие капитальных затрат при монтаже [2].

ВВ/TEL-35 может использоваться как отдельное устройство для защиты исходящих линий электропередачи, или с такими же устройствами, что и средство комплексной автоматизации распределительной сети [2].

Этот вакуумный выключатель эксплуатируется в умеренном климате при температуре окружающей среды от -40 ° С до + 55 ° С на высоте не более 1000 м над уровнем моря (исполнение У и категория 1 по ГОСТ 15150-90) со скоростью ветра не более 36 м/с (область давления ветра V) [2].

Среди всех конкурентов это самый компактный выключатель 35 кВ. Благодаря тому, что масса менее 90кг и весьма малые размеры, то использование этого выключателя весьма широко. Можно применять не только в открытом исполнении, но и в помещениях комплектных распредустройств. Это облегчает их применение на объектах с разными типами размещения.

Встроенные комбинированные датчики тока и напряжения позволяют в реальном времени получать информацию о состоянии присоединения и при этом не применять дополнительные громоздкие аппараты, требующие дополнительных затрат на приобретение и обслуживание. Все главные части выключателя имеют патент, что говорит лишь о неповторимости его исполнения.

Применяется конструкция привода основанного на «магнитной защёлки» последнего поколения с двумя магнитными разрывами для одной фазы, запатентованного «Таврида Электрик». Это позволило создать универсальный привод со значительно более высокой производительностью с небольшим увеличением его размеров [2].

Приводы всей линейки вакуумных выключателей серии TEL позволяют:

- применить его к другому типу оперативного питания;
- избегать негативных последствий плохого оперативного питания;
- исключить сбои электромагнитного привода из-за "выгорания";
- устанавливать выключатель в любом пространственном положении;
- создать выключатель, который не требует обслуживания на протяжении всего срока его службы [2].

Главная часть ВВ/TEL – это конструкция вакуумной камеры. Удалось создать камеру, существенно меньших размеры и вес которой значительно меньше доступных образцов, без ущерба для коммутационной способности. Чтобы соединить дугогасительную камеру и привод был разработан тяговый изолятор двухлабиринтного типа, что позволяет уменьшить размер устройства и при этом увеличивает выдерживаемое напряжение до 190 кВ [2].

Таблица 13 – Основные технические данные выключателя ВВ/TEL-35

Наименование параметра	Значение параметра для типоисполнений
	BB/TEL-35-12,5/630 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток отключения, кА	12,5

Номинальный ток, А, при частоте, Гц: 50	630
Ток термической стойкости в течение 3 с, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	32
Полное время отключения, с, не более	0,08
Собственное время включения, с, не более	0,1
Испытательное кратковременное напряжение промышленной частоты, кВ	95
Ресурс по коммутационной стойкости при номинальном токе, циклов «ВО»	30000
Испытательное напряжение (срезанной волной), кВ	230
Масса, кг, не более	90

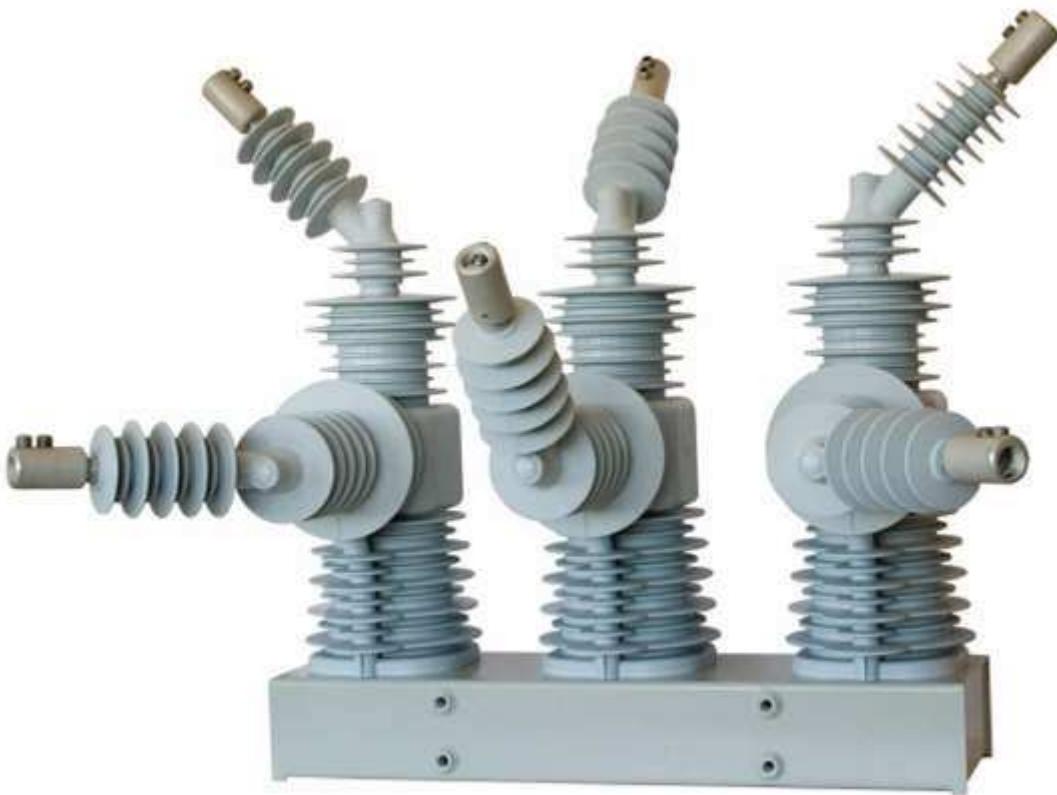


Рисунок 6 – Внешний вид вакуумного выключателя ВВ/TEL–35

Когда создаётся проект подстанции, выключатели высокого напряжения выбираются по пяти условиям:

1) Выбор по номинальному напряжению сводится к сравнению номинального напряжения установки и номинального напряжения установки выключателя:

$$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.уст}}$$

$$35\text{kV} = 35\text{kV}$$

2) Выбор по номинальному току сводится к выбору выключателя, у которого номинальный ток является ближайшим большим к расчётному току установки, т.е. должно быть соблюдено условие:

$$I_{\text{ном.выкл}} \geq I_{\text{макс.расч}}$$

$$I_{\text{макс.расч}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\text{макс.расч}} = \frac{2409\text{kВт}}{\sqrt{3} * 35\text{kV}} = 40 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.выкл}} = 630 \text{ A}$$

$$630\text{A} > 40 \text{ A}$$

3) По отключающей способности выключатели выбираются по предельно отключающему току ($I_{\text{по}}$), т.е. току, который выключатель надёжно разрывает при коротком замыкании без повреждений, препятствующих дальнейшей работе:

$$I_{\text{к1}}^{(3)} < I_{\text{откл.в}};$$

$$1,63 \text{ kA} < 12,5 \text{ kA}$$

4) Проверка термической стойкости. Для этого проверяют номинальный и расчётный тепловой импульс:

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{mc}^2 \cdot t_{mc}$$

$$B_{\text{к.ном}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.расч}} = I_{nK1}^2 \cdot (t_{p.z} + t_{\text{откл.выкл}})$$

$$B_{\text{к.расч}} = 1,63^2 \cdot (1 + 0,08) = 2,87 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

$$1200 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} > 2,87 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

5) Проверка на электродинамическую стойкость при сквозном коротком замыкании.

$$i_c \geq i_{y\delta}$$

$$32 \text{ кA} > 3,68 \text{ кA}$$

2.4 Ретрофит ячейки КСО-266

2.4.1 Выбор оборудования для низкой стороны напряжения 10 кВ

На низкой стороне подстанции 10 кВ имеются два вводных масляных выключателя и один секционный масляный выключатель. Замену устаревших масляных выключателей будем производить на современные более надёжные вакуумные выключатели типа BB/TEL ISM15_LD_1.

В таблице 14 представлены ведущие производители вакуумных выключателей [16].

Таблица 14 – Вакуумные выключатели разных компаний

Производитель	«Таврида Электрик», Москва	«ЭЛКО», Минусинск	«НПП «Контакт», Саратов	«ГК «Электрощит» ТМ Самара»	Schneider Electric, Франция	ABB, Швейцария	Siemens, Германия	Alstom Grid ² , Франция	HEAG, Китай		
Тип выключателя	BB/TEL (ISM LD)	BB/TEL (ISM Shell)	ББСК/Бел	ВБЭ (П), ВБ	ВВМ-ЭЩ 100, 50/100	ВВУ-ЭЩ Э (П)	«Эволис»	VD4	ЗАНС, ЗАЕ1 (SION)	VAA; HVX12	VS-1
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	10	10	10	10	12	12	12	12
Номинальный ток, А	1000	1250; 2000	630; 1000	630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; (4000) ⁴	1000	1000; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000	630; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000	630; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150	800; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток отключения, кА	20	31,5	12,5; 20	20; 31,5; 40	20	20; 31,5; 40; 50	25; 31,5	16; 20; 25; 31,5; 40	16; 20; 25; 31,5; 40	20; 31,5; 40; 50	20; 25; 31,5; 40; 50
Собственное время включения, мс, не более	42	32	200	100	100	100 (50)	65; 65	60	75; 60	50	100
Собственное время отключения, мс, не более	27	20	30	40	30	30	50; 48	40	65; 75	15	50
Коммутационный ресурс, циклов «ВО» при $I_{\text{ном}}$	50000	30000	50000	50000; 25000	50000	До 50000	10000; 10000	30000	10000; 10000	10000	25000; 10000
Коммутационный ресурс, циклов «ВО» при $I_{\text{ном}}, \text{kA}$	100	25	50	100; 150	75	50	100; 70; 50; 40; 30; 22; 17	100	нет данных	нет данных	50; 30
Тип привода ³	М3	М3	Э	Э; П	М3	Э; П	П	П	П	П	П
Ток потребления привода при вкл./откл., А, не более	0,35/не потребляет	20/1,6	45/1,5 (1,5/1,5)	9/12	60 (1,5)	1/1,7	1/1	1,6/0,63	1,3/1,3	1,67/1,1	
Масса, кг, не более	37	56	42	120	46	202	118	73	70; 90	135	нет данных
Диапазон рабочих температур	-45...+55	-45...+55	-60...+50	-60...+55	нет данных	нет данных	-25(-5)...+40 ¹	-25(-5)...+40 ¹	-25(-5)...+40 ¹	-25(-5)...+40 ¹	-40...+40 ¹

Мы выбираем вакуумный выключатель компании «Таврида Электрик» среди других вариантов по следующим причинам:

- подходящее номинальное напряжение;
- у компании «Таврида Электрик» вакуумные выключатели с наименьшим собственным временем включения и практически меньше всех собственное время отключения;
- наибольший коммутационный ресурс для вакуумных выключателей напряжением 10кВ;
- наименьший ток потребления привода при включении и отключении;
- самый лёгкий выключатель среди конкурентов.

Работа автоматических выключателей серии BB/TEL основана на принципе гашения дуги переменного тока в вакуумной камере, когда

контакты разделены в глубоком вакууме (остаточное давление составляет около 10⁻⁶ мм рт. ст.). Носителями заряда при дуговом горении являются пары металла. Из-за практического отсутствия среды в контактном зазоре конденсация паров металла происходит за чрезвычайно короткое время (10-5 с) в тот момент, когда ток превышает естественную нулевую точку, после чего электрическая прочность ВДК/ТЕЛ быстро восстанавливается. Диэлектрическая прочность вакуума составляет более 30 кВ / мм, что гарантирует, что ток будет прерван, если контакт расходится более чем на 1 мм [1].

По сравнению с традиционными масляными, вакуумными или элегазовыми выключателями, вакуумные выключатели производства «Таврида Электрик» состоят из двух функциональных модулей: коммутационного модуля (рисунок 6) и модуля управления (рисунок 7) или электронного модуля управления (для организации быстрого АВР).



Рисунок 7 – Коммутационный модуль



Рисунок 8 – Модуль управления

Конструкция и материалы вакуумной дугогасительной камеры ВДК/TEL разработаны и выбраны с целью идеального совмещения с электромагнитным приводом ВВ/TEL. В корпусе ВДК/TEL находится контактная система специальной конструкции, создающая в межконтактном промежутке аксиальное магнитное поле. Поле такого типа действует вдоль канала дуги, разбивая её на множество параллельных проводников и тем самым обеспечивая высокий коммутационный ресурс – до 100 циклов В–О номинального тока отключения [1].

Механический ресурс любой ВДК в большей степени связан с сильфонным узлом, обеспечивающим подвижность контакта.

Большинство производителей ВДК изготавливают сильфонный узел из цельного полого цилиндра путём оказания давления на металл, что делает узел менее надёжным. «Таврида Электрик» единственная в мире применяет более технологичный в производстве наружный сильфон. Сильфон ВДК/TEL полностью сварной конструкции, это обеспечивает механический ресурс выключателя до 150 000 циклов В–О [1].

Пофазный электромагнитный привод с магнитной защёлкой. Конструктивно выключатель состоит из трёх полюсов, которые установлены на металлической основе, где размещен пофазный электромагнитный привод. Одним из самых важных изобретений «Таврида Электрик», защищенных патентом Российской Федерации, стал принцип «магнитной защёлки». Привод выключателя ВВ/TEL надежно удерживает аппарат в положении «Включен» так долго, как это будет необходимо, под действием остаточной

индукции якоря. При этом во время удерживания не требуется электрическая подпитка [1].

Пофазный электромагнитный привод обладает повышенной надежностью по сравнению с выключателем с пружинным приводом ввиду наличия трёх приводов, соединенных синхронизирующим валом. Для успешной коммутации вакуумного выключателя достаточно двух действующих приводов. Также принцип работы ВВ/TEL на основе магнитной защелки исключает наличие дополнительных расцепителей, которые часто выходят из строя [1].

ВВ/TEL выполнены таким образом, что все подвижные элементы полюсов вакуумного выключателя перемещаются исключительно вдоль оси полюса. Это позволило исключить наличие вращающихся элементов и минимум в два раза сократить общее количество подвижных частей по сравнению с классическими пружинно–моторными приводами. Именно поэтому выключатель способен выполнять свои функции в любом пространственном положении в любой конструкции камер КСО или шкафов КРУ с максимальной надежностью. Средняя наработка до отказа (MTTF) коммутационного модуля выключателей ВВ/TEL на сегодняшний день составляет 4500 лет [1].

Минимальные массогабаритные показатели в своем классе. Малые габариты, свобода пространственного ориентирования и целая гамма различных исполнений позволяют адаптировать ВВ/TEL в шкафы КРУ (КСО) любых габаритов для обеспечения удобства эксплуатации или оптимизации полезного места.

Габаритные преимущества выключателя ВВ/TEL дают возможность инженерам–конструкторам распределительных устройств изобретать новые поколения компактных и высокотехнологичных ячеек КРУ (КСО).

Вес выключателей ВВ/TEL составляет всего 34–56 кг. Это позволяет осуществлять монтаж бригадой из двух монтажников без применения специального подъемного оборудования, так как согласно действующим

нормативным документам, распространяющимся на инженерно–технический персонал, мужчина может поднимать и переносить оборудование весом до 30 кг. Таким образом, для монтажа/демонтажа ВВ/TEL не требуется привлечение спецтехники, что упрощает работу в стесненных условиях РП.

Широкий диапазон рабочих температур от -45°C до $+55^{\circ}\text{C}$ позволяет применять ВВ/TEL на удаленных подстанциях в холодных климатических поясах, не боясь перерывов в электроснабжении. Причина этого – отсутствие в конструкции смазки, уплотнительных деталей и масляных демпферов, присущих классическим пружинно–моторным приводам, что приводит к экономии на внедрении систем подогрева [1].

Компания «Таврида Электрик» стояла у истоков модернизации КРУ (КСО) с масляными выключателями в России. В 1995 году компания ввела понятие «Ретрофит» и впервые в отрасли предложила вариант комплекта для адаптации выключателя ВВ/TEL на место масляного в существующее РУ [1].

«Таврида Электрик» разработала более 80 проектов с применением типовых комплектов для адаптации выключателей ВВ/TEL к практически любому КРУ (КСО) с возможностью осуществления монтажа без применения сварки и подгонки деталей по месту. Типовые комплекты для адаптации выпускаются серийно на производственной площадке «Таврида Электрик» в г. Орле.

Типовые решения «Таврида Электрик» позволяют в среднем выполнять модернизацию одной ячейки 10 (6) кВ за одну смену, что дает возможность проводить поочечную модернизацию распределительного устройства без вывода из работы всей секции и без остановки основного производства [1].

В комплект поставки решения для ретрофита на базе ВВ/TEL входят: металлоконструкция, ошиновка, блокировки, крепеж, изоляция, вторичные цепи, Инструкция по монтажу, Руководство по эксплуатации, Типовое проектное решение по применению.

Такой набор элементов позволяет сократить издержки на сопроводительные проектные и монтажные работы и производить работы

хозяйственным способом, привлекая специалиста «Таврида Электрик» для шефмонтажа.

В отличие от выключателей с пружинно–моторным приводом современная конструкция выключателей «Таврида Электрик» обеспечивает простейшую кинематическую схему движения контактной системы и практически полное отсутствие вращающихся и трущихся частей. Благодаря этому на протяжении всего срока службы (30 лет) выключатель «Таврида Электрик» не требует специального обслуживания, такого как смазка трущихся деталей, регулировка механизмов поджатия, замена вакуумных камер, катушек и прочее. Полностью отсутствует необходимость в проведении текущего, среднего и капитального ремонтов, а также любого вида обслуживания, что подтверждается Руководством по эксплуатации ВВ/TEL и многолетним опытом его эксплуатации на предприятиях различных отраслей промышленности [1].

Расположение приводов выключателей ВВ/TEL в основании полюсов, а также свобода пространственного ориентирования позволяют проектировать шкафы КРУ, обеспечивая удобный доступ к токоведущим цепям шкафов КРУ, требующим периодических проверок в соответствии с ПУЭ и ГОСТ. Части изделия расположены и соединены таким образом, чтобы обеспечить удобство и безопасность наблюдения за устройством при выполнении сборочных работ и испытаний. Отсутствие громоздкого фасадного пружинного привода – вот основное преимущество решения на базе выключателя «Таврида Электрик». У персонала эксплуатации всегда есть возможность подойти к распределительному устройству, открыть дверцу коммутационного отсека и провести профилактический осмотр соединений шин, проверку трансформаторов тока и прочее [1].

Применение вакуумных выключателей «Таврида Электрик» в ячейках гарантирует исключительный и непревзойденный уровень безопасности.

Дистанционное ручное включение выключателя ВВ/TEL возможно с помощью генератора ручного включения (может входить в комплект

поставки по требованию заказчика). При этом оператор располагается на безопасном расстоянии (не менее двух метров) от вводного шкафа КРУ, что полностью исключает риск травмирования персонала при возможном возникновении дуги [1].

Компанией «Таврида Электрик» разработаны и внедрены для применения как в составе комплектов модернизации, так и в конструктиве производимых заводами–партнерами шкафов КРУ типовые решения по обеспечению блокировок шкафов КРУ в соответствии с ГОСТ, не позволяющие обслуживающему персоналу совершить некорректные действия со шкафом распределительного устройства [1].

Таким образом, типовое решение на базе выключателя ВВ/TEL – это не просто коммутационный аппарат с комплектом чертежей по установке, это полноценное решение, которое всегда содержит также комплект всех деталей блокировок с одинаковым унифицированным интерфейсом для всех типов распределительных устройств [1].

Конструкция и технологии производства выключателей ВВ/TEL позволяют гарантировать их высокую надежность, при этом выключатель «Таврида Электрик» в автоматическом режиме осуществляет диагностику собственных цепей питания и управления, а также диагностику работоспособности привода [1].

Модуль управления контролирует восемь критичных для работоспособности параметров и имеет систему индикации на корпусе, а также выход для передачи сигнала состояния выключателя на диспетчерский пункт[1].

Оперативный персонал имеет возможность в реальном режиме времени осуществлять местный или дистанционный (для подстанций без оперативного обслуживающего персонала) контроль состояния выключателя, его готовность к включению, а также контролировать и оперативно предотвращать возможные нештатные ситуации.

ВВ/TEL способен в течение 30 мс отключить ток короткого замыкания на подстанции, что в два раза быстрее по сравнению с классическими типами выключателей с пружинно–моторным приводом. Сокращение времени отключения токов короткого замыкания позволяет снизить объем повреждений дорогостоящего основного оборудования, а также сократить издержки на восстановительные работы шкафов КРУ после дуговых воздействий. Технические данные выключателя ВВ/TEL показаны в таблице 15 [1].

Таблица 15 – Технические данные выключателя ВВ/TEL

Тип выключателя	ISM15_LD_1
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток термической стойкости (3 с), кА	20
Сквозной ток короткого замыкания, кА	51
Полное время отключения ВВ не более, с	0,04
Механический ресурс, циклов В–О	50000
Ресурс по коммутационной стойкости при номинальном токе отключения, циклов О	100
Вес в зависимости от конструктивного исполнения, кг	34–37
Диапазон рабочих температур, С	–45...+55
Полное время отключения с учётом модуля управления, мс	65

Выключатели выбираются в соответствии с их назначением по пяти условиям:

- 1) Выбор по номинальному напряжению сводится к сравнению номинального напряжения установки и номинального напряжения установки выключателя:

$$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.уст}}$$

$$10\text{kV} = 10\text{kV}$$

2) Выбор по номинальному току сводится к выбору выключателя, у которого номинальный ток является ближайшим большим к расчётному току установки, т.е. должно быть соблюдено условие:

$$I_{\text{ном.выкл}} \geq I_{\text{макс.расч}}$$

$$I_{\text{макс.расч}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\text{макс.расч}} = \frac{2409 \text{ кВт}}{\sqrt{3} * 10\text{kV}} = 140 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.выкл}} = 1000 \text{ A}$$

$$1000\text{A} > 140 \text{ A}$$

3) По отключающей способности выключатели выбираются по предельно отключающему току ($I_{\text{по}}$), т.е. току, который выключатель надёжно разрывает при коротком замыкании без повреждений, препятствующих дальнейшей работе:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{nK2}$$

$$I_{nK2} = 1,73 \text{ кA}$$

$$I_{\text{откл.ном}} = 20\text{kA}$$

$$20 \text{ kA} > 1,73 \text{ kA}$$

4) Проверка на термическую стойкость. Для проверки на термическую стойкость при сквозных токах короткого замыкания определяют номинальный и расчётный тепловой импульс:

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{mc}^2 \cdot t_{mc}$$

$$B_{\text{к.ном}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.расч}} = I_{nK2}^2 \cdot (t_{p,3} + t_{\text{откл.выкл}})$$

$$B_{\text{к.расч}} = 1,73^2 \cdot (1 + 0,07) = 3,2 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

$$1200 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} > 3,2 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

5) Проверка на электродинамическую стойкость при сквозном коротком замыкании:

$$i_c \geq i_{y\vartheta}$$

$$51 \text{ кA} > 4,89 \text{ кA}$$

2.4.2 Ретрофит ячеек КСО

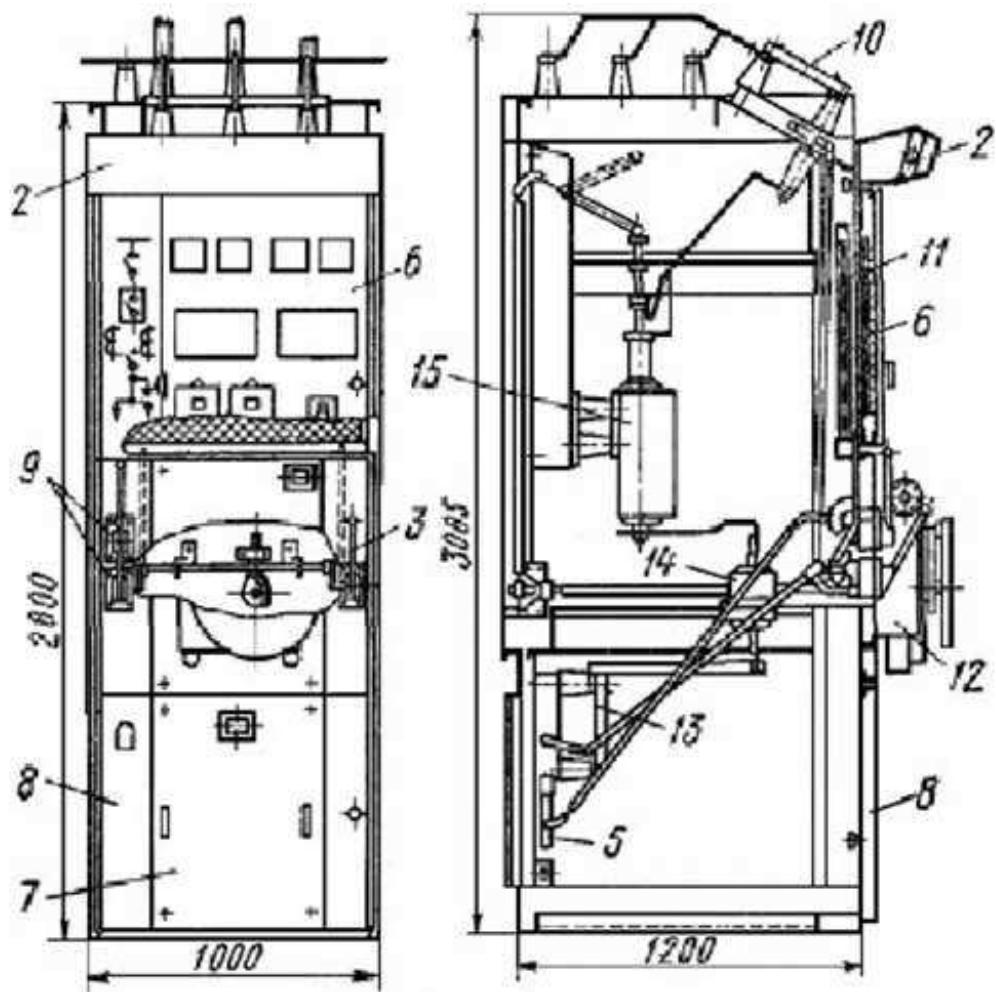
На подстанции установлены камеры сборные одностороннего обслуживания серии «КСО–266», которые предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 10 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью [10].

КСО–266 применяются в составе РУ напряжением 6 – 10 кВ при новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении следующих объектов:

- распределительных и трансформаторных подстанций городских электрических сетей;
- распределительных и трансформаторных подстанций объектов гражданского назначения и инфраструктуры;
- распределительных подстанций предприятий легкой промышленности;
- тяговых подстанций городского электрического транспорта и метрополитена;
- понизительных подстанций 35–110/640 кВ и 6–10/0,4 кВ распределительных сетей [10].

Климатические условия работы камер КСО и их категория размещения – УЗ по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1 [10].

Общий вид и особенности конструкции камеры КСО–266 приведены на рисунке 9.



- 2 - световой карниз,
 3 - привод заземляющего ножа,
 5 - заземляющий нож,
 6, 8 и 11 - верхняя сплошная, нижняя и сетчатая двери,
 7 - люк для фазировки,
 9 - приводы разъединителей,
 10 и 13 - шинный и линейный разъединители,
 12 - привод выключателя,
 14 - трансформаторы тока,
 15 - выключатель

Рисунок 9 – Вид камеры КСО–266

Камера КСО разделена на четыре секции:

- зона высокого напряжения;
- кабельная зона;
- зона низкого напряжения;
- зона сборных шин.

Сборные шины закрываются с фасада защитным экраном со смотровыми окнами, а на крайних в ряду камерах устанавливаются боковые защитные экраны. Габаритные размеры камеры существенно меньше габаритных размеров камер других серий, при этом высота кабельного отсека обеспечивает удобство проведения работы в нем [10].

Главные характеристики КСО–266 показаны в таблице 16 [10].

Таблицы 16 – Основные параметры и характеристики КСО–266

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	
сборных шин	630; 1000
главных цепей	630; 1000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20
Номинальный ток термической стойкости (3 сек), кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Номинальное напряжение вспомогательных целей, В	
переменного оперативного тока	
постоянного оперативного тока	220
цели освещения внутри камер	220
цепи освещения снаружи камер	36
цепи трансформаторов собственных нужд	220
	380; 220
Габариты камер, мм	
высота (со сборными шинами)	3085
глубина (в основании) 1200	1200
ширина	1000
Масса, кг	240... 750

Классификация исполнений КСО–266 приведена в таблице 17 [10].

Таблица 17 – Классификация исполнений КСО–266

Наименование параметра	Значение параметра
Вид камер в зависимости от установленной в них аппаратуры	с выключателями с предохранителями с трансформатором напряжения с трансформаторами собственных нужд с кабельными сборками с аппаратурой собственных нужд
Уровень изоляции по ГОСТ 15163–76	Нормальная, уровень «б»
Вид изоляции	Воздушная
Изоляция ошиновки	С неизолированными шинами
сборные шины	С одной системой сборных шин
Вид линейных высоковольтных присоединений	Кабельные
Наличие выдвижных элементов в ячейках	Без выдвижных элементов
Уровень обслуживания	Одностороннего обслуживания
Род установки	Для внутренней установки в электропомещениях
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254–96	IP 20 – для наружных оболочек фасада и боковых сторон РУ IP 30 – для боковых стенок крайних в ряду IP 00 – для остальной части камер КСО
Вид управления	Местное дистанционное и телемеханическое

Типы оборудования, применяемого в КСО–266 [10], приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Типы оборудования, применяемого в КСО–266

Наименование оборудования	Тип, марка	Предприятие–изготовитель
Вакуумные выключатели	ВВ/TEL–10; SION; VD–4	Различные
Трансформаторы тока	ТПОЛ–10, ТЛО–10	Различные
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ, ЗНОЛП, НАМИ 6 (10) кВ	Различные
Трансформаторы тока нулевой	ТЗЛМ–1, ТЗЛКР	Различные
Разъединители	РВ3–10, РВФ3–10 на номинальный ток 630 и 1000 А исполнений II, III и II–II с приводом ПР–10	Различные
Заземлители	ЗР–10	Различные
Трансформаторы собственных нужд	ТМ–25(40), ТСКС–25(40)	Различные
Предохранители	ПКН, ПКТ 6 (10) кВ	Различные
Ограничители перенапряжения	ОПН	Различные
Релейная защита	Микропроцессорная и электромеханическая	Различные

Тип и характеристики применяемых в КСО–266 разъединителей приведены в таблице 19 [10].

Таблица 19 – Тип и характеристики применяемых в КСО–266 разъединителей

Обозначение типа исполнения	Вариант расположения заземляющих ножей	Вариант расположения проходных изоляторов	Номинальный ток, А
PB3 10/1000 II УХЛЗ	II вар. – заземляющие ножи со стороны шарнирных контактов	I вар. – без проходных изоляторов	1000
PB3 10/630 II УХЛЗ			630
PB3 10/400 II УХЛЗ			400
PB3 10/1000 III УХЛЗ	III вар. – заземляющие ножи с двух сторон	I вар. – без проходных изоляторов	1000
PB3 10/630 III УХЛЗ			630
PB3 10/400 III УХЛЗ			400
PB3 10/1000 II-II УХЛЗ	II вар. – заземляющие ножи со стороны шарнирных контактов	II вар. – проходные изоляторы со стороны шарнирных контактов	1000
PB3 10/630 II-II УХЛЗ			630
PB3 10/400 II-II УХЛЗ			400

Корпус камеры представляет собой сборную металлоконструкцию, составные части которой сварены из гнутого металлического профиля. Все элементы корпуса покрашены порошковой краской. Внутри камеры размещена аппаратура главных и вспомогательных целей, а также приводы аппаратов. На фасадной стороне расположены органы управления аппаратами, приборы управления, учета, сигнализации и измерения [10].

На фасаде камеры размещены две двери: верхняя – для доступа к высоковольтной зоне, нижняя – для доступа к кабельной зоне. Для

наблюдения за высоковольтными аппаратами на двери имеются смотровые окна [10].

В высоковольтной зоне размещаются вакуумный выключатель, трансформаторы напряжения, предохранители и трансформаторы тока.

В кабельной зоне находятся кабельные присоединения, трансформатор собственных нужд, трансформаторы тока, линейный разъединитель, нелинейные ограничители перенапряжений и трансформатор напряжения. Зона кабельного отсека освещена лампой напряжением 36 В. Камеры КСО имеют возможность концевой разделки и присоединения до четырех трехфазных кабелей сечением до 240 мм², а также шести однофазных кабелей с пластмассовой изоляцией сечением до 500 мм² [10].

Низковольтная зона представляет собой рамку с аппаратурой вспомогательных цепей, установленную на внутренней стороне верхней двери высоковольтной зоны. Между дверью высоковольтной зоны с аппаратурой вспомогательных цепей и содержимым высоковольтной зоны установлена съемная перегородка для предотвращения доступа в зону высокого напряжения. По специальным направляющим дверь высоковольтной зоны вместе с рамкой выдвигается вперед. В низковольтной зоне размещаются аппараты управления, защиты, сигнализации и учёта электроэнергии [10].

Для прокладки магистральных шинок оперативных цепей служит короб, расположенный в средней части камеры. В коробе размещен клеммник магистральных шинок. Для прокладки кабелей вторичных межкамерных соединений служит короб, расположенный в нижней части камеры [10].

Каркас камеры приваривается к металлическим заземленным конструкциям. Все подлежащие заземлению аппараты внутри камеры заземлены, двери камеры заземлены гибким проводом. Для присоединения элементов, подлежащих временному заземлению, в нижней части фасада камеры имеется зажим.

Заземление сборных шин осуществляется заземлителем сборных шин, расположенным в одной камере с трансформатором напряжения. Шины заземления окрашены в черный цвет. Отдельно стоящие камеры с заземлителем сборных шин могут быть только крайними правыми (сх. 31–400П) или левыми (сх. 31–400Л) в ряду [10].

Камеры собственных нужд подстанции могут быть как отдельно стоящими, так и соединенными с остальными камерами РУ (сх. 28А и 28.3А–600(1000)). Камера с трансформатором собственных нужд может быть, как отдельно стоящая, так и соединённая с остальными камерами (сх. 15–400ТН), но в этом случае она может быть только крайней в ряду [10].

Все камеры имеют глухую левую стенку. Крайняя правая в ряду РУ камера имеет также глухую правую стенку.

Безопасность эксплуатации обеспечивается продуманной системой блокировок. В КСО–266 предусмотрены следующие блокировки:

1. блокировка включения заземляющих ножей шинного разъединителя при включенных главных ножах (механическая);
2. блокировка включения главных ножей шинного разъединителя при включенных заземляющих ножах (механическая);
3. блокировка включения заземляющих ножей линейного разъединителя при включенных главных ножах (механическая);
4. блокировка включения главных ножей линейного разъединителя при включенных заземляющих ножах (механическая);
5. блокировка включения выключателя при нахождении главных ножей шинного разъединителя в разомкнутом положении (механическая и электрическая);
6. блокировка привода главных ножей шинного разъединителя при включенном выключателе (механическая);
7. блокировка включения выключателя при разомкнутом положении главных ножей линейного разъединителя (механическая и электрическая);

8. блокировка привода главных ножей линейного разъединителя при включенном выключателе (механическая);
9. внешние блокировки включения выключателя (электрические);
10. блокировки приводов заземляющих ножей разъединителей (механические);
11. блокировка, не допускающая включение выключателя ввода и секционного выключателя при включенных заземляющих ножах заземления сборных шин камер с номерами схем 13 и 31 (электрические) [10].

Для обеспечения безопасности эксплуатации камер КСО в составе распредустройства могут собираться различные схемы на основе перечисленных выше блокировок.

При стандартном построении схемы главных цепей РУ обеспечиваются следующие блокировки:

1. все перечисленные выше блокировки в камерах с выключателем;
2. запрет включения ввода при заземлении сборных шин соответствующей секции (электрическая);
3. запрет включения секционного выключателя при заземлении сборных шин любой секции (электрическая).

На подстанции в ячейках КСО–266 установлены устаревшие масляные выключатели типа ВМП–10. На замену им будут установлены вакуумные BB/TEL ISM15_LD_1

По данным выключателя из таблицы 6 в соответствии с их назначением проведём проверку по пяти условиям:

- 1) Выбор по номинальному напряжению сводится к сравнению номинального напряжения установки и номинального напряжения установки выключателя:

$$U_{\text{ном,выкл}} \geq U_{\text{ном,уст}}$$

$$10\text{kV} = 10\text{kV}$$

2) Выбор по номинальному току сводится к выбору выключателя, у которого номинальный ток является ближайшим большим к расчётному току установки, т.е. должно быть соблюдено условие:

$$I_{\text{ном.выкл}} \geq I_{\text{макс.расч}}$$

$$I_{\text{макс.расч}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\text{макс.расч}} = \frac{2409 \text{ кВт}}{\sqrt{3} * 10\text{kV}} = 140 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.выкл}} = 1000 \text{ A}$$

$$1000\text{A} > 140 \text{ A}$$

3) По отключающей способности выключатели выбираются по предельно отключающему току ($I_{\text{по}}$), т.е. току, который выключатель надёжно разрывает при коротком замыкании без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

$$I_{\text{отклном}} \geq I_{nK2}$$

$$I_{nK2} = 1,73 \text{ kA}$$

$$I_{\text{откл.ном}} = 20\text{kA}$$

$$20 \text{ kA} > 1,73\text{kA}$$

4) Проверка на термическую стойкость. Для проверки на термическую стойкость при сквозных токах короткого замыкания определяют номинальный и расчётный тепловой импульс.

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{mc}^2 \cdot t_{mc}$$

$$B_{\text{к.ном}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{kA}^2 \cdot \text{c}$$

$$B_{\text{к.расч}} = I_{nK2}^2 \cdot (t_{p.3} + t_{\text{откл.выкл}})$$

$$B_{\text{к.расч}} = 1,73^2 \cdot (1 + 0,07) = 3,2 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$$

$$1200 \text{kA}^2 \cdot \text{c} > 3,2 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$$

5) Проверка на электродинамическую стойкость при сквозном коротком замыкании:

$$i_c \geq i_{y\delta}$$

$$51 \text{ kA} > 4,89 \text{ kA}$$

3 Практическая часть

3.1 Выбор элементов релейной защиты

Релейная защита и автоматики ячеек КСО–266 может осуществляться с помощью микропроцессорных, а также электромеханическими аппаратами защиты и автоматики. Практически любое устройство МПРЗиА можно использовать в камерах КСО–266. Для замены старого механического

защитного реле будет установлено современное микропроцессорное устройство, которое устанавливает автоматизацию, контроль и управление соединениями.

Выберем микропроцессорное устройство защиты, автоматики, контроля и управления для соединений 35-6 кВ МРЗЛ-05Л АИАР.466452.001-13 и АИАР.466452.001-33, которое используются на воздушных и кабельных линиях напряжением 35-6 кВ, которые в работе с изолированной нейтралью. Выбираем это устройство, ведь оно содержит все современные защиты и автоматики для обеспечения качественной и бесперебойной электроэнергии [5]. Внешний вид показан на рисунке 10.

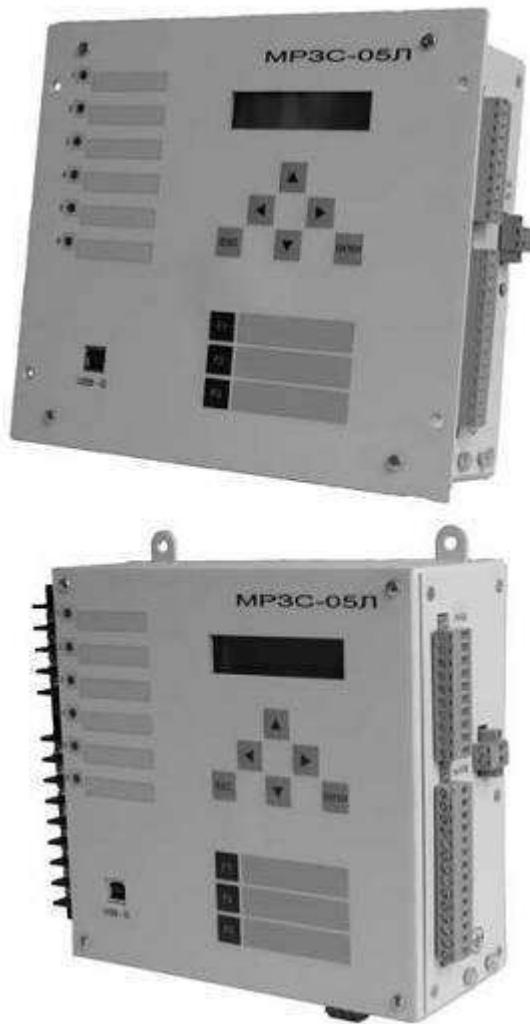


Рисунок 10 – Внешний вид МРЗЛ-05Л

В устройстве имеется 5 – настраиваемых функций, регистратор аварийной тревоги для токовых осциллографов, регистратор дискретных сигналов, 5 – свободно программируемых входов, 6 – выходов, 6 – индикаторов.

Выполняет следующие функции: Обеспечивает контроль и измерение следующих величин:

- фазных токов частотой 50Гц с номинальным значением $I_{\text{н}} = 5\text{A}$ в пределах от 0,1 до 30 $I_{\text{н}}$;
- тока нулевой последовательности от 0,01 до 2А.

Функции релейной защиты:

– трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ), доступно два варианта:

- а) трехступенчатая МТЗс выдержкой времени, не зависящей от тока;
- б) трехступенчатая МТЗ, при которой первая и третья ступени с независимой от тока выдержкой времени, а вторая – с задержкой, зависящей от тока, имеют свойства РТ-80.

– одноступенчатая защита обратной последовательности (ЗОП), реагирует на ток обратной последовательности.

– защита от замыканий на землю по току $3I_{\text{o}}$, работает с выдержкой или без выдержки на отключение или сигнал;

– устройство резервирования для неисправностей автоматического выключателя (УРОВ): УРОВ запускается при срабатывании МТЗ на отключение или через дискретный вход. УРОВ имеет два уровня времени отклика [5].

Функции автоматики:

– управление выключателем. Включается и отключается выключатель как устройством, так и через дискретный вход (импульсный). Если отображается команда на размыкание выключателя, сигнал замыкания блокируется;

- автоматическое ускорение МТЗ второй и третьей ступеней инициируется командой на включение выключателя;
- однократное автоматическое повторное включение (АПВ). АПВ запускается от МТЗ. Если на цифровом входе присутствует сигнал блокировки АПВ запрещается. Если он исчезнет, АПВ деактивируется;
- АЧР (ЧАПВ). Если на цифровом входе появляется сигнал "АЧР/ЧАПВ" выключатель отключается. Когда сигнал на входе исчезает, начинается запуск АПВ [5].

Определённые функции:

- количество определяемых функций 5;
- другие определяемые функции, дискретные входы и выходы и защитные операции могут служить командами в качестве источников для определённых функций.

Дискретный регистратор сигналов:

- 100 недавних аварийных случаев;
- до 50 записей в каждой аварии;
- фиксация максимальных токов.

Количество входов, выходов показателей:

- дискретных входов 5;
- дискретных релейных выходов 6;
- светодиодных индикаторов 6.

Все входы и выходы, а также дисплеи легко программируются.

Все настройки по умолчанию предоставляются. Обеспечивается ввод и вывод от срабатывания всех защитных устройств или их отдельных ступеней. Три кнопки легко программируемые. Можно работать с внешним компьютером через соединение USB. Интерфейс RS 485 предназначен для работы устройства в локальной сети. Доступен в 2 х версиях с передним или задним подключением. Устройство работает как на постоянном, так и на переменном оперативном токе, а также резервное питание от токов КЗ (аналог БПТ) [5].

3.2 Оценка капитальных вложений по методу укрупнённых показателей стоимости при реконструкции ПС 35/10 кВ «УЛПХ»

Метод укрупненных показателей стоимости считается как более точный способ расчёта затрат при реконструкции ПС, точность которого составляет от 10 до 15 процентов.

Список работ, необходимый при реконструкции подстанции:

- замена двух силовых трансформаторов;
- демонтаж двух разъединителей 35 кВ;
- установка двух вакуумных выключателей 35 кВ;
- демонтаж одного секционного и двух вводных масляных выключателей;
- установка трёх вакуумных выключателей 10 кВ;
- демонтаж в ячейках КСО девяти масляных выключателей;
- установка в ячейки КСО девяти вакуумных выключателей и девяти микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

Показатели стоимости ячейки выключателя включает:

- оборудование (60%);
- релейная защита, кабели, панели в ОПУ (22%);
- ошиновка, порталы, строительные и монтажные работы (18%) [14].

	Тип электрооборудования	Кол-во единиц, шт.	Стоимость работ, руб.	Расчёт	Общая стоимость, руб.
1	Трансформаторов ТН 1600/35	2	13 640	13 640 * 2	27 280
2	Разъединитель 35 кВ	2	1 140	1 140 * 2	2 280
3	Вводный выключатель масляный 10кВ	2	1 140	1 140 * 2	2 280
4	Секционный выключатель масляный 10 кВ	1	1 140	1 140	1 140
5	Выключатель масляный 10 кВ	8	1 140	1 140 * 8	9 120
6	Итого				42 100
7	Коэффициент перевода цен на 2020 год для строительно- монтажных работ		5,63	42 100 * 5,63	237 023
Всего:					237 023

№	Тип электрооборудования	Кол-во единиц, шт.	Цена единицы, руб.	Расчёт	Общая стоимость, руб.
1	Трансформатор ТМН(ТМ) –2500/35	2	1 800 000	1 800 000*2	3 600 000
2	Выключатель вакуумный 35 кВ ВВ/TEL–35–12,5/630	2	950 000	950 000*2	1 900 000
3	Выключатель вакуумный вводный 10 кВ ВВ/TEL–10–20/1000	2	100 000	100 000*2	200 000
4	Выключатель вакуумный секционный 10 кВ ВВ/TEL–10–20/1000	1	100 000		100 000
5	Выключатель вакуумный ВВ/TEL–10–20/1000	8	235 000	235 000*8	1 880 000
6	МРЗС–05Л	8	25 500	25 500*8	204 000
7	Стоимость демонтажа старого оборудования и доставка нового оборудования			237 023+100 000	337 023
8	Итого				8 221 023
9	Стоимость реконструкции ПС (с учетом затрат сопутствующих строительству 26%)			8 227 441 * 1,26	10 358 488
Всего:					10 358 488

Таблица 20 – Расчёт стоимости демонтажа старого оборудования и работ

Где 5,63 – индекс изменения сметной стоимости строительства на 2020 г. [7].

Таблица 21 – Расчёт стоимости реконструкции ПС 35/10 кВ «УЛПХ»

Реконструкция ПС 35/10 кВ «УЛПХ» на 2020 год обойдётся по затратам в 10 358 488 рублей плюс минус 15%, ввиду используемого метода расчёта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе предлагается реконструкция ПС 35/10 кВ «УЛПХ», необходимая для электропитания села Усть–Бюр.

Данная работа решает вопрос по увеличению надёжности электропитания села Усть–Бюр. Основа реконструкции ПС 35/10 кВ «УЛПХ» заключается в замене устаревшего оборудования и в замене силовых трансформаторов на более мощные, так как мощности старых более слабых трансформаторов не хватает. При проектировании предлагаются силовые масляные трансформаторы мощностью 2,5 МВА.

На стороне высокого напряжения 35 кВ будут установлены вакуумные выключателями ВВ/TEL. Выбираемое электрооборудование проверено на электродинамическую и термическую стойкость.

На стороне низкого напряжения заменяются секционный и вводный выключатель и проводится ретрофит ячеек КСО.

Будет установлено микропроцессорное устройство МРЗЛ-05Л, которое выполняет не только свои прямые задачи защиты, но и другие смежные функции. Таким образом, сегодня большое количество устройств можно укомплектовать в одном шкафу, что значительно упрощает монтаж оборудования, непосредственную эксплуатацию, а также значительно освобождает пространство.

Из вышесказанного делаем вывод, что ПС 35/10 кВ «УЛПХ» будет усовершенствована и задачи для данной работы выполнены.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Вакуумные выключатели 10 кВ «Таврида Электрик» – Режим доступа: <https://www.tavrida.com/ter/support/documents/>
- 2 Вакуумный выключатель 35 кВ «Таврида Электрик» – Режим доступа:
http://www.konstalin.ru/userfiles/files/vacuum/tavrida/Buklet_BB_35_630.pdf
- 3 Категории электроснабжения потребителей по ПУЭ – Режим доступа: <https://en-res.ru/stati/pue-kategorii-elektrosnabzheniya-potrebitelej.html>
- 4 Конструкция трансформаторов ТМН – Режим доступа: <https://transformator-energum.ru/tmn/tmn-2500-35-10-540.html>
- 5 Микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики МРЗС-05Л – Режим доступа: <https://rza.org.ua/down/open/MRZS-05L--Rukovodstvo-po-ekspluatacii--Ustrojstvo-mikroprocessornoje-zashchity--avtomatiki--kon-trolja-i-upravlenija-prisoedinenij.html>
- 6 Передача и распределение электрической энергии учебное пособие а. а. герасименко, в. т. Федин Учебное пособие второе издание, Красноярск 2008
- 7 Письмо Минстроя России от 19.02.2020 № 5414-ИФ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2020 года» // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
- 8 Практическое применение программного комплекса RastrWin3 при решении эксплуатационных задач в сетях 6-10 кВ / сост.: И. Ю. Смирных, А. П. Афанасьев. – «Вестник Приамурского государственного университета им. Шолом-Алейхема» № 4 (29) 2017. – 6с.
- 9 Программный комплекс «RastrWin3»: руководство пользователя [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf.
- 10 Проектная документация по ячейкам КСО –266 – Режим доступа: <https://www.proekt-energo.com/kso-266>,

- 11 Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах напряжением выше 1000 В: Учебное пособие. Белов А.В., Коровин Ю.В., Пахомов Е.И. В двух частях. Часть 1. Расчёт тока трёхфазного короткого замыкания ФГОУ ВПО Челябинский государственный агронженерный университет», 2009.
- 12 Ретрофит ячеек КСО/КРУ – Режим доступа: <http://e-tmm.ru/?D=6>
- 13 Ретрофит ячеек среднего напряжения – Режим доступа: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=Retrofit.pdf&p_Doc_Ref=MKP-CAT-RETROF-09
- 14 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» Москва, 2012 - 71 стр.
- 15 СНиП 23-01-99 Строительная климатология с изменениями от 1 января 2003 г., СНиП II-3-79. Строительная теплотехника, ПУЭ (7-е издание).
- 16 Сравнение вакуумных выключателей от разных компаний – Режим доступа: <http://www.beleltika.by/files/page/107/eim-2014-03-6-12.pdf>
- 17 Справочные данные параметров трансформаторов от 35 кВ – Режим доступа: <https://powersystem.info/index.php?title>
- 18 Условия эксплуатации силового трансформатора ТМ 2500/35-10 – Режим доступа: http://sil-trans-form.ru/tm_2500/35-10
- 19 Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. М.: Энергоатомиздат, 592 с.;
- 20 Электрические системы и сети Лыкин А.В. Учебное пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. - 248 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«18 » 07 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Реконструкция ПС 35/10 кВ УЛПХ в с. Усть-Бюр
(наименование темы)

Руководитель *Кол*
подпись, дата

доц. каф. ЭЭ,к.т.н.
должность, ученая степень

А.В.Коловский
инициалы , фамилия

Выпускник *Денк 28.07.20*
подпись дата

А.И. Денк
инициалы, фамилия

Нормоконтролер *Кычакова 28.07.20*,
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2020