

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич»

Обучающийся

А.Г. Николаев

(Инициалы Фамилия)



(личная подпись)

Руководитель

О.В. Федяй

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

Тольятти 2023

Аннотация

В связи с тем, что оборудование подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» морально и физически устарело необходимо разработать проект реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич». Поэтому выпускная квалификационная работа (ВКР), направленная на разработку проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич», является достаточно актуальной.

На основе проведенных расчетов в рамках ВКР осуществлен выбор современного электрооборудования понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич». Кроме того, проведен расчет релейной защиты трансформатора, а также молниезащиты и заземления подстанции.

ВКР представляет собой пояснительную записку, состоящую из введения, десяти разделов основной части, заключения, списка используемой литературы и источников и графической части на 6 листах формата А1. Пояснительная записка выполнена на 73 листах формата А4, содержит 27 таблиц и 15 рисунков.

Содержание

Введение.....	4
1 Обоснование необходимости реконструкции подстанции.....	6
2 Расчет электрических нагрузок	13
3 Выбор схем РУ подстанции	22
4 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	26
5 Расчет токов короткого замыкания	29
5.1 Составление расчетной схемы и схемы замещения.....	29
5.2 Расчет токов короткого замыкания до точки К1	33
5.3 Расчет токов короткого замыкания до точки К2	34
5.4 Расчет токов короткого замыкания до точки К3	36
5.5 Расчет токов короткого замыкания на СШ 0,4 кВ трансформаторов собственных нужд.....	38
6 Расчет токов максимального режима в РУ подстанции.....	42
7 Выбор электрооборудования подстанции	43
7.1 Выбор выключателей	43
7.2 Выбор разъединителей.....	46
7.3 Выбор измерительных трансформаторов тока.....	48
7.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения.....	51
8 Молниезащита и заземление подстанции.....	53
9 Релейная защита подстанции	61
10 Экономическая часть	65
10.1 Расчет капиталовложений на внедрение проекта	65
10.2 Расчет годовых эксплуатационных издержек	65
Заключение	68
Список используемой литературы и используемых источников.....	70

Введение

В настоящее время электроэнергетика является одной из важнейших отраслей промышленности, обеспечивающей энергетическую безопасность и развитие экономики страны. В связи с увеличением потребления электроэнергии и ростом нагрузок на электрические сети, реконструкция и модернизация подстанций становится необходимой задачей.

«Филиал ПАО «Россети Центра» - «Костромаэнерго» — крупнейшая электросетевая организация Костромской области, занимающая лидирующее положение на рынке услуг по передаче электрической энергии до конечного потребителя. Предприятие системно повышает уровень безопасности функционирования электросетевого комплекса региона, строит и модернизирует энергообъекты, совершенствует систему управления, реализует социальные программы» [10].

«В филиале ПАО «Россети Центра» — «Костромаэнерго» приступили к реализации проектов инвестпрограммы — подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» [10].

Объектом исследования является понизительная подстанция 110/35/10 кВ «Солигалич».

Предметом исследования является электрическая часть понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич».

Целью работы является повышение надежности и эффективности работы подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич», улучшение качества электроснабжения в регионе путем проведения комплекса мероприятий по замене устаревшего оборудования на новое. Данные мероприятия позволят снизить риск возникновения аварийных ситуаций и улучшить устойчивость подстанции к атмосферным воздействиям.

В соответствии с поставленной целью поставлены задачи:

- обосновать необходимость реконструкции подстанции;
- рассчитать электрические нагрузки;

- выбрать схемы РУ подстанции;
- выбрать число и мощности трансформаторов;
- рассчитать токи короткого замыкания и токи максимального режима в РУ подстанции;
- выбрать электрооборудование подстанции;
- разработать молниезащиту и заземление подстанции;
- рассчитать релейную защиту подстанции;
- рассчитать капиталовложения на внедрение проекта и годовые эксплуатационные издержки.

Практическая значимость работы заключается в том, что реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» позволит повысить надежность и эффективность работы данного энергообъекта, а также обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей. Благодаря реконструкции подстанции будет обеспечено увеличение ее мощности и снижение потерь электроэнергии, что позволит снизить затраты на ее эксплуатацию и обеспечить стабильную работу электроснабжения в регионе.

В работе рассмотрены основные проблемы, с которыми сталкиваются энергетические компании при реконструкции подстанций. Описана существующая схема электрической части подстанции, проведен анализ ее технического состояния и выявлены недостатки, которые требуется устранить. Предложены варианты реконструкции, произведен расчет новой схемы электрической части подстанции, а также выполнена экономическая оценка предложенных решений.

Результатом данной работы является разработка проектной документации на реконструкцию электрической части подстанции, которая будет способствовать повышению надежности и эффективности работы подстанции, а также обеспечивать бесперебойное электроснабжение потребителей.

1 Обоснование необходимости реконструкции подстанции

Объектом исследования в работе является подстанция 110/35/10 кВ «Солигалич», на которой расположены следующие распределительные устройства: ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ, КРУ-10 кВ, два силовых трансформатора 110 кВ мощностью 10 МВА.

«Подстанция 110/35/10 кВ «Солигалич» обеспечивает электроснабжение динамично растущего индустриального парка Волгореченский, его якорными резидентами являются ОАО «Газпромтрубинвест», ООО «НОВ Кострома», ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» [10].

Для обоснования необходимости реконструкции подстанции необходимо рассмотреть основное технологическое оборудование подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич», его технические данные и характеристики.

Оборудование 110 кВ.

Конденсаторы связи 110 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Конденсаторы связи

Тип	Емкость, мкФ	Номинальное напряжение
СМП-66/3-4,4 У1	4410/4350	66/3
СМП-110/3-6,4 У1	6400	110/3

РРП (разъединитель ремонтной перемычки) и линейные разъединители ЛР 110 кВ (Солигалич-Чухлома, Солигалич-Елегино). Разъединители 110 кВ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Разъединители 110 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А
НУЛР-110	110	630

Оборудование присоединения секционного масляного выключателя СМВ-110 кВ показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Оборудование присоединения СМВ-110 кВ

СМВ-110 кВ	ВМТ – 110, U _{ном.} =110 кВ
Разъединитель секционный СРІ СШ с приводом ПР1У	РНДЗ-16-110/1000 У1
Разъединитель секционный СРІІ СШ с приводом ПР1У	РНДЗ-2-110/1000 У1

«Недостатками баковых выключателей серии ВМТ-110Б являются взрыво- и пожароопасность; необходимость периодического контроля за состоянием и уровнем масла в баке и вводах; большой объём масла, что обуславливает большую затрату времени на его замену и необходимость больших запасов масла; большая масса выключателя; неудобство при обслуживании; большая затрата металла» [3].

Выключатели ВМТ-110Б установлены на подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» в 80-е годы. На сегодняшний день, вследствие продолжительного периода работы их остаточный коммутационный ресурс остался незначительным.

Достоинства выключателей ВМТ-110Б: «простота конструкции, высокая отключающая способность, возможность установки встроенных трансформаторов тока» [3].

«Достоинствами элегазовых выключателей являются отсутствие необходимости в сложном техническом обслуживании и ремонтах при нормальных условиях эксплуатации. Высокие механические и коммутационные ресурсы, повышенные сроки службы уплотнений и комплектующих, обеспечивающие 20-летний межремонтный период. Низкий уровень шума при срабатывании. Высокая коррозионная стойкость покрытий, применяемых для стальных конструкций выключателя. Возможность осуществления быстродействующего АПВ» [3].

Также в элегазовых выключателях установлены встроенные трансформаторы тока. «Блок трансформаторов тока состоит из корпуса, на котором установлены трансформаторы тока для измерения и учета и трансформаторы тока для защиты, автоматики, управления и сигнализации, электростатического экрана и фланца для крепления изолятора» [3].

Трансформатор напряжения приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Трансформатор напряжения 110 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ		
	ВН	НН1	НН2
НКФ-110-83У1	110	0,1	0,1

Также в РУ 110 кВ установлены трансформатор тока маслонаполненный ТФЗМ 110Б У1, $U_{ном} = 110$ кВ и ограничители перенапряжения ОПН – 110 кВ ОПН – 110/420/83-10 III УХЛ1, $U_{ном} = 110$ кВ.

«Технические характеристики силовых трансформаторов подстанции приведены в таблице 5» [1].

Таблица 5 – Технические характеристики силовых трансформаторов

Тип	Предприятие изготовитель	Заводской номер	Год изготовления	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Напряжение к.з., %		
				СН	ВН	НН	ВН-СН	СН-НН	ВН-НН
ТДТН-10000/110	ТЭЗ	14537	1984	38,5	110	11	11,14	7,2	18,66
ТДТН-10000/110-79 У1	ТЭЗ	16346	1986	38,5	110	11	10,85	6,83	18,29

Замена изоляторов в ОРУ подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич».

«В связи с тем, что колонки опорно-стержневых изоляторов ИОС-110, установленные в ОРУ-110 кВ, в процессе эксплуатации имеют нарушения внешнего слоя фарфора – сколы, трещины (площадь сколов более допустимого значения $S = 200$ мм², возникла необходимость их замены» [5].

«Для замены фарфоровых опорно-стержневых изоляторов предлагаются полимерные изоляторы типа ИОСПК-10 110/450 –IV-УХЛ1» [5].

«К преимуществу полимерных изоляторов типа ИОСПК-10 относятся: малая масса; высокие ударопрочность, сейсмостойкость и влагоразрядные характеристики; высокая кратковременная и длительная прочность при изгибе и кручении; устойчивость к актам вандализма. Срок службы полимерных изоляторов составляет не менее 30 лет» [5].

«Одновременно в проекте предлагается замена подвесных стеклянных изоляторов типа ПС-70 на полимерные изоляторы типа ЛК-120/110-AIV в ОРУ-110 кВ и ЛК-70/35-AIV в ОРУ-35 кВ» [5].

«Подвесные полимерные изоляторы, по сравнению с традиционными, имеют массу меньше в 8 – 12 раз; более высокие разрядные характеристики и стойкость к загрязнению; устойчивость к ударам, «расстрелам» и резким сменам температуры. Не поддаются старению длительное время (25 – 30 лет)» [5].

Далее в работе рассматривается оборудование 35 кВ подстанции. В РУ 35 кВ установлено следующее оборудование:

- вентильные разрядники РВС–35 кВ;
- разъединители ТР-35 (трансформаторный), тип: РНДЗ-2-35/100, ШР-35 (шинный), тип: РНДЗ-1-35/100, ЛР-35 (линейный), тип: РНДЗ-2-35/100;
- трансформаторы тока ТФЗМ 35У1 (маслонаполненный) и ТОЛ 35 (измерительный сухой опорный);
- масляные выключатели: МВ-35 кВ;
- выключатель высоковольтный трехполосный С-35М;

Оборудование присоединения секционного масляного выключателя СМВ-35 кВ рассматриваемой подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» приведено в таблице 6.

Таблица 6 – Оборудование присоединения секционного масляного выключателя СМВ-35 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич»

Наименование оборудования	Тип, номинальные данные
СМВ-35 кВ	С35М – 630 – 10
Разъединитель шинный I СШ	РНДЗ – 2 – 35/1000 У1
Разъединитель шинный II СШ	РНДЗ – 2 – 35/1000 У1
ТТ	ТВ – 35/10 300/5

Оборудование присоединения ДГР-35 кВ приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Оборудование присоединения ДГР-35 кВ

Наименование оборудования	Тип
Дугогасящий реактор 35 кВ	РЗДСОМ 620/35 У1
Разъединитель 35 кВ№1	РНДЗ – 16 – 35/1000 У1
Разъединитель 35 кВ№2	РНДЗ – 2 – 35/1000 У1

Характеристики трансформатора напряжения 35 кВ приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики трансформатора напряжения 35 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ		
	ВН	НН1	НН2
ЗНОЛ-35 III УХЛ1	110	0,1	0,1

Далее приведено оборудование 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич».

Характеристики ТСН №1 и №2 приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики ТСН №1 и №2

Тип	Зав. номер	Год изготовления	Мощность, кВА	Ток, А		Ук.з.%
				ВН	НН	
ТМ63/10-66У1	10258442	1963	63	3,64	91	5,2
ТТО - AL	128234	1985	63	-	-	-

Кроме того, в РУ 10 кВ применены масляные выключатели 10 кВ ВК – 10: $I_{ном.} = 630$ А, $I_{ном.} = 1600$ А и трансформаторы тока 10 кВ ТЛМ – 10.

Характеристики трансформатора напряжения 10 кВ приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики трансформатора напряжения 10 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	
	ВН	НН0
НТМИ–10–66 УЗ	10	0,1

Также на подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» применяется 17 аккумуляторных батарей V.VBATTERY со следующими характеристиками:

- напряжение: 12 В;
- емкость: 130 А·ч;
- технология: AGM;
- срок службы: 12 лет;
- тип клемм: I3;
- саморазряд: 3% в месяц;
- максимальная высота: 277 ± 2.0 мм;
- вес: 41,1 кг.

«К основным технологическим проблемам можно отнести следующие:

- морально и физически устаревшее оборудование подстанции;
- недостаточная пропускная способность питающих и отходящих линий;
- слабая управляемость схемой электрических соединений, недостаточный объем и качество устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, устройств релейной защиты и телемеханики;
- прогрессирующее отставание от развитых стран по ряду технологий и по техническому уровню определенных типов сетевого оборудования

и систем управления, низкая степень автоматизации сетевых объектов» [9];

– слабое обеспечение системы электроснабжения северо-западной части города при нарушении питания со стороны 110 кВ из-за отсутствия резервирования.

При реконструкции ПС предполагается замена физически и морально устаревшего оборудования на современное российского и зарубежного производства с элементами инновационных технологий.

Для защиты оборудования ПС от коммутационных и атмосферных перенапряжений – установка ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН), которые по сравнению с вентильными разрядниками обладают рядом преимуществ – отсутствие искрового промежутка обеспечивает постоянное подключение ОПН к защищаемому оборудованию; глубоким уровнем ограничения всех видов перенапряжений; простотой конструкции и высокой надежностью в эксплуатации; малыми габаритами, весом и стоимостью; способностью к рассеиванию больших энергий.

Выводы по разделу 1.

В первом разделе ВКР приведено оборудование подстанции и обоснована необходимость ее реконструкции.

2 Расчет электрических нагрузок

2.1 Построение графиков нагрузки на стороне 35 кВ подстанции

«Электрические нагрузки подстанции определяют для выбора силовых трансформаторов, электрических аппаратов и токоведущих частей, релейной защиты и компенсирующих устройств, также для расчёта потерь электроэнергии в трансформаторах» [9].

Скроятся суммарные суточные графики нагрузки полной мощности на СН и НН. Выполняется это следующим образом.

Определяются суммарные максимальные нагрузки потребителей $S_{\max\cdot\text{сн}}$ и $S_{\max\cdot\text{нн}}$.

Значения $S_{\max\cdot\text{сн}}$ и $S_{\max\cdot\text{нн}}$ принимаются соответственно за 100% графиков на среднем (СН) и низком (НН) напряжениях, и в соответствии с этим определяются действительные значения мощностей на каждой ступени графиков нагрузки СН и НН.

«Суммарные суточный график нагрузки подстанции $S_{\max\text{ вн}}$ на высоком напряжении (ВН) определяется суммированием графиков нагрузки СН и НН» [15].

По известным значениям расчетной мощности предприятия $S_{\text{расч}}$ можно построить график нагрузки заданного потребителя на основании «типового графика нагрузки предприятий определенной сферы деятельности. Типовые графики нагрузок приняты согласно данным» [15]. «Используется соотношение для каждой ступени графика» [15]:

$$S_i = \eta_i \% \cdot S_{\text{расч}} / 100, \quad (1)$$

где η_i % – «ордината соответствующей ступени типового графика, в %» [5],

$S_{\text{расч}}$ – «расчетная мощность потребителя, МВА» [5].

Построение суточных графиков СН буду производить путем сложения всех нагрузок суточных графиков потребителей.

Так, на фидере 1 РУ–35 кВ, от которого подключается ПС 35 кВ «Горбачево», в момент времени с 00.00 до 01.00 нагрузка составляет

$$S_{\text{гор}} = 50 \cdot 5,0 / 100 = 2,5 \text{ МВА},$$

необходимо добавить к ней нагрузку с фидера 2 РУ–35 кВ, от которого подключается ПС 35 кВ «Починок», равную

$$S_{\text{поч}} = 70 \cdot 2,0 / 100 = 1,4 \text{ МВА},$$

в тот же отрезок времени, необходимо добавить к ней нагрузку с фидера 3, РУ–35, от которого подключается ПС 35 кВ «Калинино», равную

$$S_{\text{кал}} = 64 \cdot 1,5 / 100 = 0,96 \text{ МВА},$$

в тот же отрезок времени, необходимо добавить к ней нагрузку с фидера 4, РУ–35 кВ, от которого подключается ПС 35 кВ «Совета», равную

$$S_{\text{сов}} = 64 \cdot 1,5 / 100 = 0,96 \text{ МВА},$$

в тот же отрезок времени, определяется результирующая нагрузка в момент времени с 00.00 до 01.00 на РУ–35 кВ, которая составляет

$$S_{35\Sigma} = 2,50 + 1,40 + 0,96 + 0,25 = 5,11 \text{ МВА}.$$

Аналогично выполняются расчеты для остальных временных интервалов. Результаты расчетов суточных графиков нагрузки предприятий РУ 35 кВ занесены в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты расчетов суточных графиков нагрузки предприятий РУ 35 кВ

РУ–35 кВ	Время, ч	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	8–9	9– 10	10– 11	11– 12
ПС 35 кВ «Горбачево»	%	0,50	0,52	0,48	0,46	0,47	0,50	0,52	0,67	0,93	1,00	0,95	0,82
	МВА	2,50	2,60	2,40	2,30	2,35	2,50	2,60	3,35	4,65	5,00	4,75	4,10
ПС 35 кВ «Починок»	%	0,70	0,82	0,72	0,84	0,78	0,80	0,82	0,72	0,95	0,96	0,98	0,95
	МВА	1,40	1,64	1,44	1,68	1,56	1,60	1,64	1,44	1,90	1,92	1,96	1,90
ПС 35 кВ «Калинино»	%	0,64	0,66	0,64	0,63	0,64	0,66	0,64	0,82	0,94	1,00	0,98	0,96
	МВА	0,96	0,99	0,96	0,95	0,96	0,99	0,96	1,23	1,41	1,50	1,47	1,44
ПС 35 кВ «Совета»	%	0,50	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,40	0,55	0,55	0,45	0,45	0,35
	МВА	0,25	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,20	0,28	0,28	0,23	0,23	0,18
Сумма нагрузок СН	МВА	5,11	5,36	4,93	5,05	5,00	5,22	5,40	6,30	8,24	8,65	8,41	7,62
РУ–35 кВ:	Время, ч	12– 13	13– 14	14– 15	15– 16	16– 17	17– 18	18– 19	19– 20	20– 21	21– 22	22– 23	23– 24
ПС 35 кВ «Горбачево»	%	0,85	0,92	0,90	0,84	0,85	0,86	0,82	0,75	0,77	0,74	0,64	0,52
	МВА	4,25	4,60	4,50	4,20	4,25	4,30	4,10	3,75	3,85	3,70	3,20	2,60
ПС 35 кВ «Починок»	%	0,94	0,96	0,94	0,88	0,96	1,00	0,98	1,00	0,97	0,96	0,94	0,70
	МВА	1,88	1,92	1,88	1,76	1,92	2,00	1,96	2,00	1,94	1,92	1,88	1,40
ПС 35 кВ «Калинино»	%	0,94	0,97	0,92	0,89	0,91	0,92	0,89	0,86	0,86	0,82	0,72	0,68
	МВА	1,41	1,46	1,38	1,34	1,37	1,38	1,34	1,29	1,29	1,23	1,08	1,02
ПС 35 кВ «Совета»	%	0,35	0,35	0,45	0,60	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95	0,80	0,50
	МВА	0,18	0,18	0,23	0,30	0,48	0,50	0,50	0,50	0,50	0,48	0,40	0,25
Сумма нагрузок СН	МВА	7,72	8,15	7,99	7,60	8,01	8,18	7,90	7,54	7,58	7,33	6,56	5,27

Суточный график полных нагрузок на стороне СН проектируемой подстанции представлен на рисунке 1.

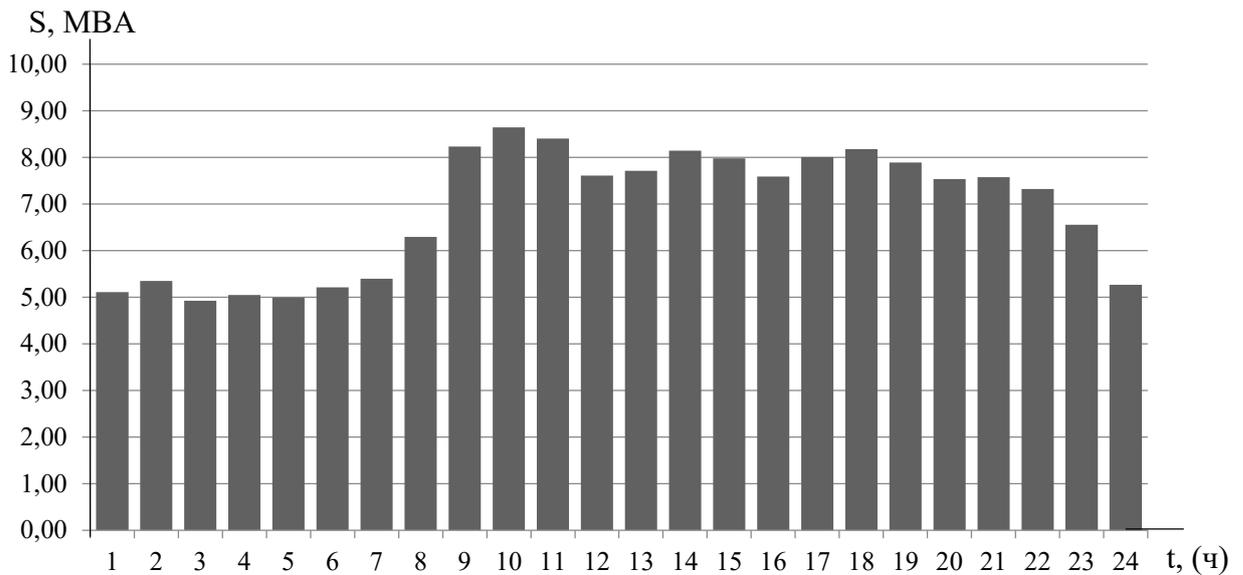


Рисунок 1 – Суточный график полных нагрузок на стороне СН проектируемой подстанции

2.2 Построение графиков нагрузки на стороне НН 10 кВ подстанции

Построение суточных графиков НН необходимо выполнять путем сложения всех нагрузок суточных графиков потребителей. Типовые графики нагрузок приняты согласно данным [1]. От РУ 10 кВ проектируемой подстанции подключается:

- предприятие деревообрабатывающей промышленности, мощностью 2,5 МВА;
- освещение и бытовая нагрузка, мощностью 1 МВА;
- освещение и бытовая нагрузка, мощностью 0,4 МВА;
- освещение и бытовая нагрузка, мощностью 0,75 МВА;
- освещение и бытовая нагрузка, мощностью 0,65 МВА.

Так, на фидере 1 РУ–10 кВ, от которого подключено предприятие деревообрабатывающей промышленности, в момент времени с 00.00 до 01.00 нагрузка составляет

$$S_{\text{дер}} = 35 \cdot 2,5 / 100 = 0,88 \text{ МВА,}$$

необходимо добавить к ней нагрузку с фидера 2, РУ–10 кВ, от которого подключается освещение и бытовая нагрузка, равную

$$S_{\text{осв1}} = 50 \cdot 1 / 100 = 0,50 \text{ МВА},$$

в тот–же отрезок времени, необходимо добавить к ней нагрузку с фидера 3, РУ–10, от которого подключается освещение и бытовая нагрузка, равную

$$S_{\text{осв2}} = 50 \cdot 0,4 / 100 = 0,20 \text{ МВА},$$

в тот–же отрезок времени, необходимо добавить к ней нагрузку с фидера 4, РУ–10 кВ, от которого подключается освещение и бытовая нагрузка, равную

$$S_{\text{осв3}} = 50 \cdot 0,75 / 100 = 0,38 \text{ МВА},$$

в тот–же отрезок времени, необходимо добавить к ней нагрузку с фидера 5, РУ–10 кВ, от которого подключается освещение и бытовая нагрузка, равную

$$S_{\text{осв4}} = 50 \cdot 0,65 / 100 = 0,33 \text{ МВА},$$

в тот–же отрезок времени, определяется результирующая нагрузка в момент времени с 00.00 до 01.00 на РУ–10 кВ которая составляет

$$S_{10\Sigma} = 0,88 + 0,50 + 0,20 + 0,38 + 0,33 = 2,73 \text{ МВА}.$$

Аналогично выполняются расчеты для остальных временных интервалов. Результаты расчетов суточных графиков нагрузки предприятий, подключенных от РУ10 кВ занесены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов суточных графиков нагрузки предприятий, подключенных от РУ 10 кВ

РУ–10 кВ	Время, ч	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	8–9	9–10	10–11	11–12
Деревообрабатывающая промышленность	%	0,35	0,34	0,33	0,32	0,30	0,32	0,35	0,62	0,94	1,00	0,93	0,74
	МВА	0,88	0,85	0,83	0,80	0,75	0,80	0,88	1,55	2,35	2,50	2,33	1,85
Освещение и бытовая нагрузка	%	0,50	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,40	0,55	0,55	0,45	0,45	0,35
	МВА	0,50	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,40	0,55	0,55	0,45	0,45	0,35
Освещение и бытовая нагрузка	%	0,50	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,40	0,55	0,55	0,45	0,45	0,35
	МВА	0,20	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,16	0,22	0,22	0,18	0,18	0,14
Освещение и бытовая нагрузка	%	0,50	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,40	0,55	0,55	0,45	0,45	0,35
	МВА	0,38	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,30	0,41	0,41	0,34	0,34	0,26
Освещение и бытовая нагрузка	%	0,50	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,40	0,55	0,55	0,45	0,45	0,35
	МВА	0,33	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,26	0,36	0,36	0,29	0,29	0,23
Сумма нагрузок НН	МВА	2,28	1,55	1,53	1,50	1,45	1,50	2,00	3,09	3,89	3,76	3,59	2,83
РУ–10 кВ:	Время, ч	12–13	13–14	14–15	15–16	16–17	17–18	18–19	19–20	20–21	21–22	22–23	23–24
Деревообрабатывающая промышленность	%	0,70	0,93	0,86	0,78	0,74	0,82	0,81	0,70	0,72	0,78	0,56	0,38
	МВА	1,75	2,33	2,15	1,95	1,85	2,05	2,03	1,75	1,80	1,95	1,40	0,95
Освещение и бытовая нагрузка	%	0,35	0,35	0,45	0,60	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95	0,80	0,50
	МВА	0,35	0,35	0,45	0,60	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95	0,80	0,50
Освещение и бытовая нагрузка	%	0,35	0,35	0,45	0,60	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95	0,80	0,50
	МВА	0,14	0,14	0,18	0,24	0,38	0,40	0,40	0,40	0,40	0,38	0,32	0,20
Освещение и бытовая нагрузка	%	0,35	0,35	0,45	0,60	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95	0,80	0,50
	МВА	0,26	0,26	0,34	0,45	0,71	0,75	0,75	0,75	0,75	0,71	0,60	0,38
Освещение и бытовая нагрузка	%	0,35	0,35	0,45	0,60	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95	0,80	0,50
	МВА	0,23	0,23	0,29	0,39	0,62	0,65	0,65	0,65	0,65	0,62	0,52	0,33
Сумма нагрузок НН	МВА	2,73	3,31	3,41	3,63	4,51	4,85	4,83	4,55	4,60	4,61	3,64	2,35

Суточный график полных нагрузок на стороне НН подстанции представлен на рисунке 2.

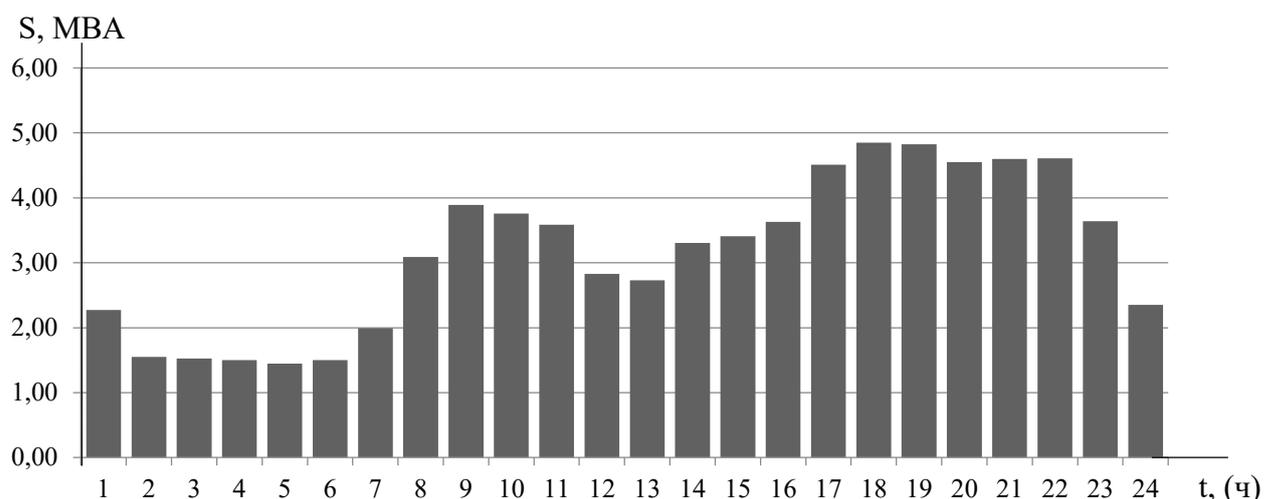


Рисунок 2 – Суточный график полных нагрузок на стороне НН подстанции

2.3 Построение графиков нагрузки на стороне ВН 110 кВ подстанции

Построение суточного графика ВН производится на основе сложения графиков полных нагрузок СН и НН. Результаты расчетов суточного графика полных нагрузок на стороне ВН проектируемой подстанции занесены в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов суточного графика полных нагрузок на стороне ВН проектируемой подстанции

РУ–110 кВ	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	8–9	9–10	10–11	11–12
Сумма нагрузок СН, МВА	5,11	5,36	4,93	5,05	5,00	5,22	5,40	6,30	8,24	8,65	8,41	7,62
Сумма нагрузок НН, МВА	2,28	1,55	1,53	1,50	1,45	1,50	2,00	3,09	3,89	3,76	3,59	2,83
Сумма нагрузок ВН, МВА	7,39	6,91	6,45	6,55	6,45	6,72	7,40	9,39	12,13	12,41	11,99	10,45
РУ–110 кВ	12–13	13–14	14–15	15–16	16–17	17–18	18–19	19–20	20–21	21–22	22–23	23–24
Сумма нагрузок СН, МВА	7,72	8,15	7,99	7,60	8,01	8,18	7,90	7,54	7,58	7,33	6,56	5,27
Сумма нагрузок НН, МВА	2,73	3,31	3,41	3,63	4,51	4,85	4,83	4,55	4,60	4,61	3,64	2,35
Сумма нагрузок ВН, МВА	10,45	11,46	11,40	11,23	12,52	13,30	12,72	12,09	12,18	11,94	10,20	7,62

Суточный график полных нагрузок на стороне ВН проектируемой подстанции представлен на рисунке 3.

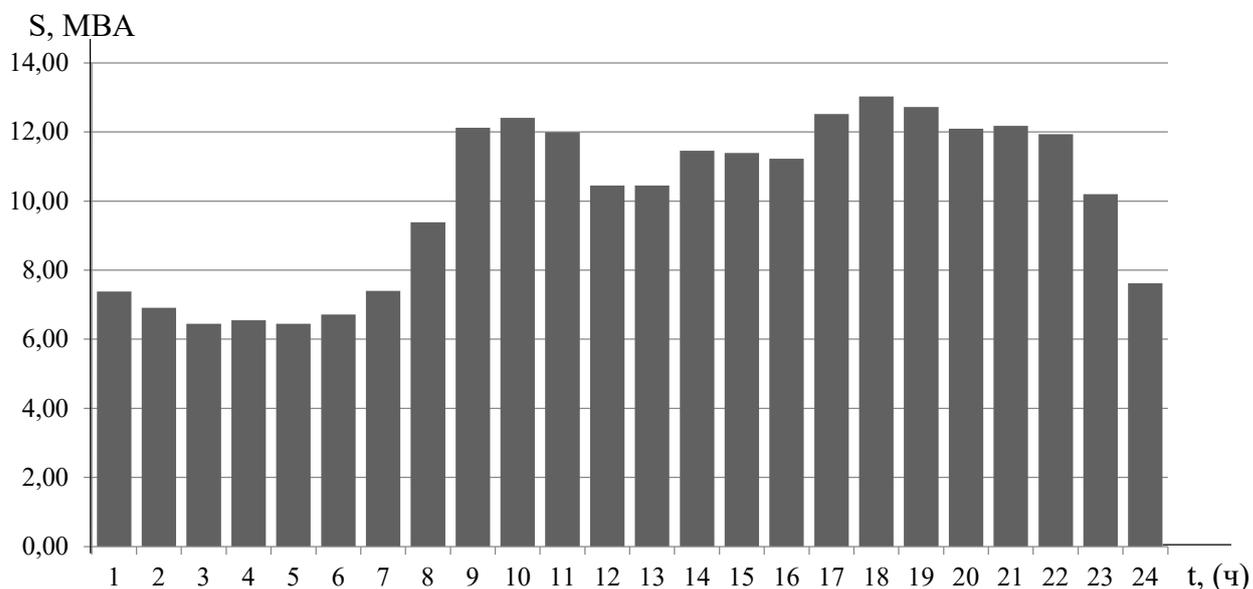


Рисунок 3 – Суточный график полных нагрузок на стороне ВН подстанции

На данных объектах электропотребления летние и зимние суточные графики одинаковые, следовательно, нагрузка в течении года не меняется. Максимальная пиковая нагрузка суточного графика полных нагрузок является максимальной нагрузкой понизительной подстанции:

$$S_{max.110} = 13,3 \text{ MVA.}$$

Аналогично необходимо выполнить построение суммарного графика нагрузки подстанции в послеаварийном режиме при отключении потребителей третьей категории по надежности электроснабжения. Суммарный график нагрузки подстанции в послеаварийном режиме при отключении потребителей третьей категории по надежности электроснабжения приведен на рисунке 4.

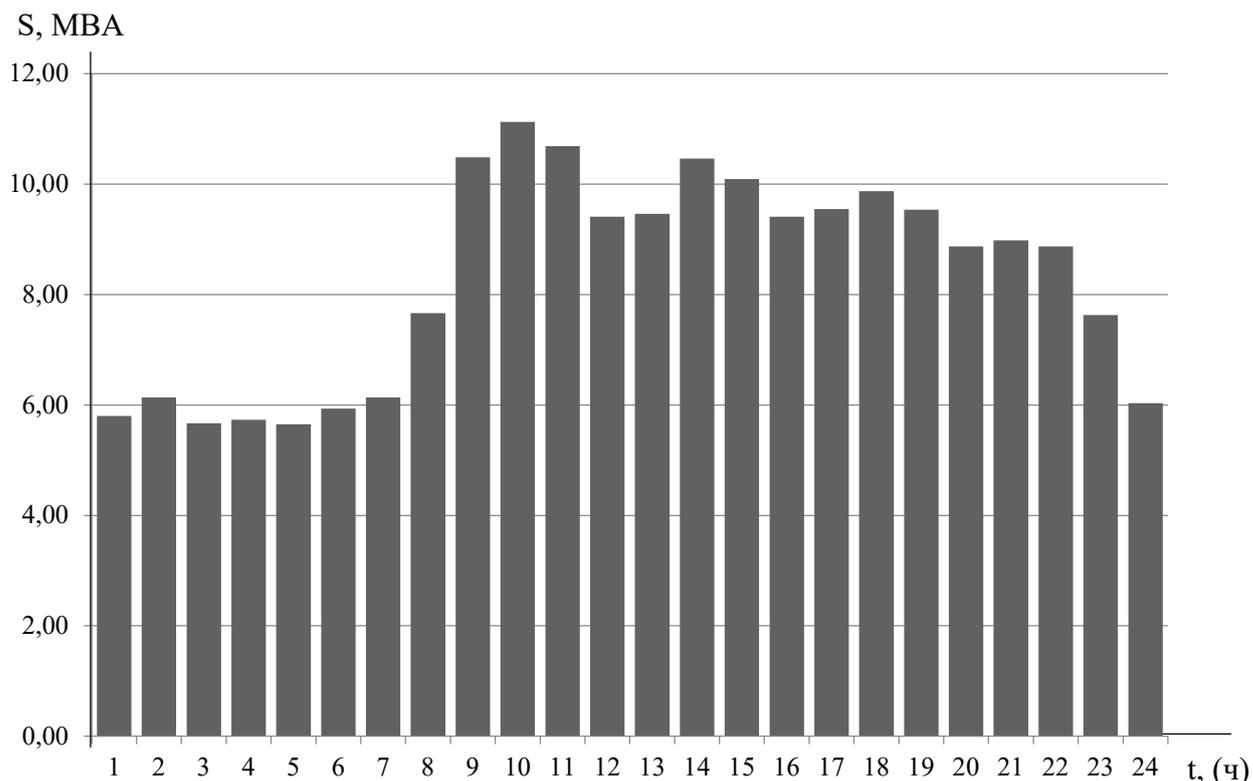


Рисунок 4 – Суммарный график нагрузки подстанции в послеаварийном режиме при отключении потребителей третьей категории по надежности электроснабжения

Максимальная пиковая нагрузка суммарного графика нагрузки подстанции в послеаварийном режиме при отключении потребителей третьей категории по надежности электроснабжения является максимальной нагрузкой понизительной подстанции в заданных условиях:

$$S_{max.110, I, II} = 11,1 \text{ МВА.}$$

Выводы по разделу 2.

Во втором разделе ВКР построены графики нагрузок на сторонах НН, СН и ВН подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» и определена суммарная нагрузка подстанции.

3 Выбор схем РУ подстанции

«Электрические схемы распределительных устройств рассматриваемой подстанции необходимо выбирать на основании рекомендаций, изложенных в СТО 56947007-29.240.30.010-2008» [20].

«Учитывая типовые схемы, определенные в перечне типовых схем по классам напряжения 35-750 кВ и области их применения (согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008) для напряжений 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ и с учетом количества присоединений на сторонах высокого, среднего и низкого напряжений подстанции предусматриваются следующие схемы распределительных устройств подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич»» [20].

«При четырех присоединениях ОРУ 110 кВ (2 ВЛ 110 кВ и 2 силовых трансформатора) выполняется по схеме 110 – 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (рисунок 2.1)» [20].

Достоинства:

- высокая надежность работы схемы за счет использования выключателей в цепях линий, которые позволяют проводить техническое обслуживание и ремонт линий, не прерывая электроснабжения потребителей;
- наличие ремонтной перемычки со стороны линий позволяет быстро восстанавливать электроснабжение в случае аварии или неисправности линии;
- относительно простая конструкция, что обеспечивает возможность быстрого монтажа и обслуживания;
- данная схема позволяет управлять электрической нагрузкой, путем переключения на другие линии, что повышает гибкость управления энергосистемой.

Недостатки:

- схема требует наличия резервных линий для возможности переключения нагрузки на другие линии в случае аварии или ремонта;
- наличие большого количества выключателей и перемычек может привести к увеличению расходов на их эксплуатацию и обслуживание;
- выключатели и перемычки требуют регулярного технического обслуживания, что может привести к временному прерыванию электроснабжения потребителей.

Схема электрических соединений ОРУ-110 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» представлена на рисунке 5.

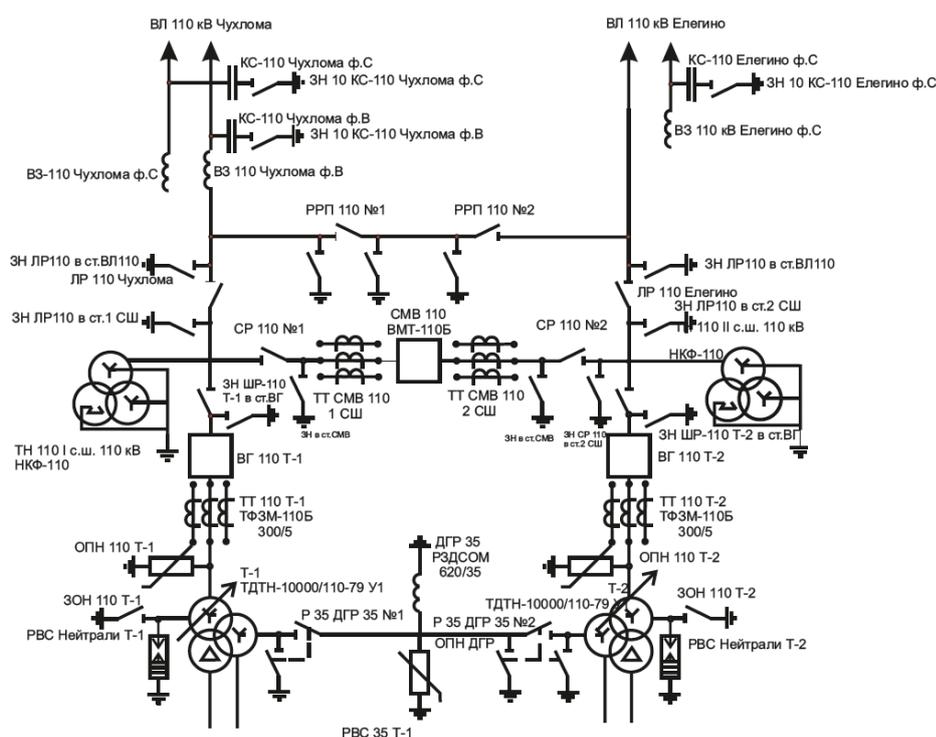


Рисунок 5 – Схема электрических соединений ОРУ-110 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич»

Разработка схемы ОРУ-35 кВ.

Для рассматриваемой подстанции выбирается схема 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [20], которая приведена на рисунке 6.

Данная схема применяется для двух трансформаторов на напряжение 35 кВ.

«Достоинствами данной схемы являются: простота исполнения; нет необходимости в больших капиталовложениях; удобство с точки зрения проведения техобслуживания и ремонтных работ; возникновение аварии» [20] на СШ становится причиной отключения лишь одной секции и половины потребителей подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич».

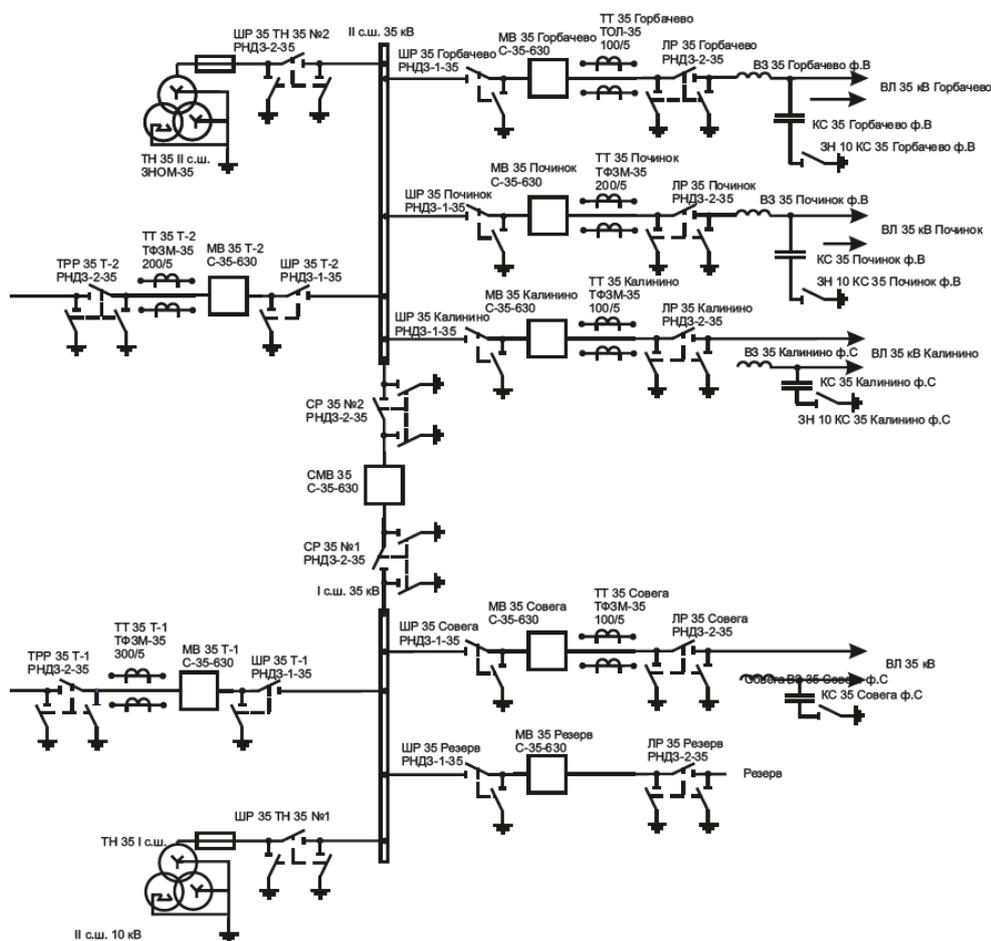


Рисунок 6 – Схема электрических соединений ОРУ-35 кВ

Разработка схем КРУ-10 кВ

Существующее РУ 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» выполнено по схеме «одна, секционированная выключателем, система шин» [20] (рисунок 7).

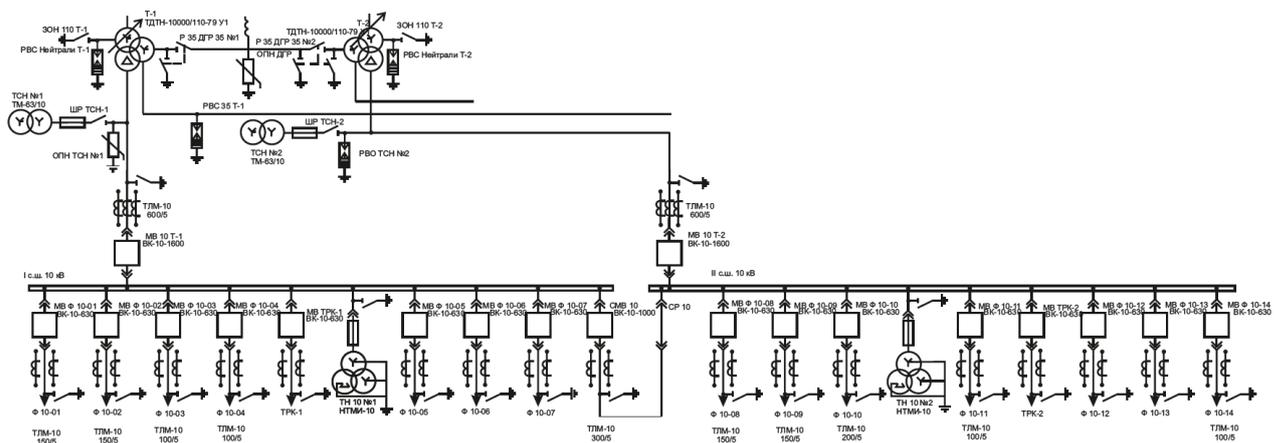


Рисунок 7 – Схема электрических соединений РУ-10 кВ

«Секционирование выполняется так, чтобы каждая секция шин получала питание от разных источников питания. Число присоединений и нагрузка на секциях шин должны быть по возможности равными. В нормальном режиме секционный выключатель может быть включен (параллельная работа секций шин) или отключен (раздельная работа секций шин). Данная схема проста, наглядна, экономична, обладает достаточно высокой надежностью, широко применяется в промышленных и городских сетях для электроснабжения потребителей любой категории на напряжениях до 35 кВ включительно» [15].

Распределительное устройство 10 кВ смонтировано из комплектных ячеек КРУ-10 и имеет 2 секции шин, соединенных между собой секционным выключателем.

Выводы по разделу 3.

В третьем разделе ВКР выбраны схемы РУ подстанций. При четырех присоединениях ОРУ 110 кВ выполняется по схеме 110 – 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». В РУ 35 кВ выбирается схема 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме «одна, секционированная выключателем, система шин».

4 Выбор числа и мощности трансформаторов

Максимальная пиковая нагрузка суточного графика полных нагрузок является максимальной нагрузкой понизительной подстанции:

$$S_{max.110} = 13,3 \text{ МВА.}$$

В качестве силовых трансформаторов в настоящее время установлены трансформаторы мощностью 10 МВА. Определяется коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме по формуле [7]:

$$K_{з.норм} \geq \frac{S_{max110}}{S_{ном.т} \cdot n_T}, \quad (2)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность выбранных силовых трансформаторов подстанции, МВА;

n_T – число трансформаторов на подстанции, $n_T = 2$;

$$K_{з.норм} = \frac{13,3}{10 \cdot 2} = 0,67.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, т.е. когда один трансформатор отключен, определяется по формуле:

$$K_{з.ав} \geq \frac{S_{max110}}{S_{ном.т} \cdot (n_T - 1)}, \quad (3)$$

где $S_{max.110}$ - максимальная нагрузка подстанции в послеаварийном режиме, МВА;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность выбранных силовых трансформаторов подстанции, МВА;

n_T – число трансформаторов на подстанции, $n_T = 2$;

$$K_{з.ав} = \frac{13,3}{10 \cdot (2-1)} = 1,33.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме при отключении потребителей третьей категории по надежности электроснабжения определяется по формуле [29]:

$$K_{з.авI,II} \geq \frac{S_{max.110,I,II}}{S_{ном.т} \cdot (n_t - 1)}, \quad (4)$$

где $S_{max.110,I,II}$ - максимальная нагрузка подстанции в послеаварийном режиме при отключении потребителей третьей категории по надежности электроснабжения, МВА;

$S_{ном.т}$ - номинальная мощность выбранных силовых трансформаторов подстанции, МВА;

n_t - число трансформаторов на подстанции, $n_t = 2$;

$$K_{з.авI,II} = \frac{11,1}{10 \cdot (2-1)} = 1,11.$$

Согласно ГОСТ 14209-85 [4] при температуре окружающей среды 30 °С для силовых трансформаторов с системой охлаждения Д и коэффициентом загрузки в нормальном режиме $K_{з.норм} = 0,67$ максимальный коэффициент загрузки в послеаварийном режиме составляет 1,2 при продолжительности перегрузки от восьми до 24 часов в течении суток и 1,3 при продолжительности перегрузки 6 часов в течении суток, что превышает расчетный коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме при отключении потребителей третьей категории по надежности электроснабжения. Также стоит отметить, что при времени перегрузки до четырех часов перегрузка разрешена на 40 % и более и таким образом, при такой перегрузке не будет необходимости отключать потребителей третьей категории. На основании вышеизложенного, можно сделать вывод, что

трансформаторы, мощностью 10000 кВА, можно применять на проектируемой подстанции. Однако так как существующие трансформаторы установлены в 1984 и 1986 годах, то они уже выработали свой срок службы и необходимо выполнить их замену на новые. Принимаются к установке «силовые трансформаторы ТДТН–10000/110/35/10 У1, параметры которых приведены в таблице 14» [22].

Таблица 14 – Технические характеристики трансформатора ТДТН–10000/110/35/10 У1

Параметры	Величина
Тип	ТДТН-10000-110/35/10 У1
Номинальная мощность	10 МВА
Ном. мощность обмотки ВН, %	100
Ном. мощность обмотки СН, %	100
Ном. мощность обмотки НН, %	100
Напряжение ВН	115 кВ
Напряжение СН	38,5 кВ
Напряжение НН	11 кВ
Ном. ток обмотки ВН, $I_{НОМ\text{ ВН}}$, А	12,6
Ном. ток обмотки СН, $I_{НОМ\text{ СН}}$, А	150,1
Ном. ток обмотки НН, $I_{НОМ\text{ НН}}$, А	55,1
Схема и группа соединений обмоток	$Y_{\text{Н}}/Y_{\text{Н}}/Д-0-11$
Потери ХХ	12 кВт
Потери КЗ	70 кВт
Напряжение КЗ ВН–СН	10,5 %
Напряжение КЗ ВН–НН	17,5 %
Напряжение КЗ СН–НН	6,5 %
Ток ХХ	0,38 %
Диапазон регулирования напряжения, %	$\pm 12\%$
Схема и группа соединения обмоток.	$Y_{\text{Н}}/Y/Д-11$
Тип системы охлаждения	Д
Режим заземления нейтрали	глухозаземленный
Сторона установки РПН	ВН

Выводы по разделу 4.

В четвертом разделе ВКР определено, что на подстанции необходимо использовать два силовых трансформатора ТДТН–10000/110/35/10 У1.

5 Расчет токов короткого замыкания

5.1 Составление расчетной схемы и схемы замещения

Для выбора и проверки оборудования подстанции по электрической и электродинамической устойчивости необходимо провести расчет токов короткого замыкания для ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и КРУ-10 кВ.

На основании схемы главных электрических соединений, принятой на основании исходных данных, составлена расчетная схема (рисунок 8) и схема замещения (рисунок 9).

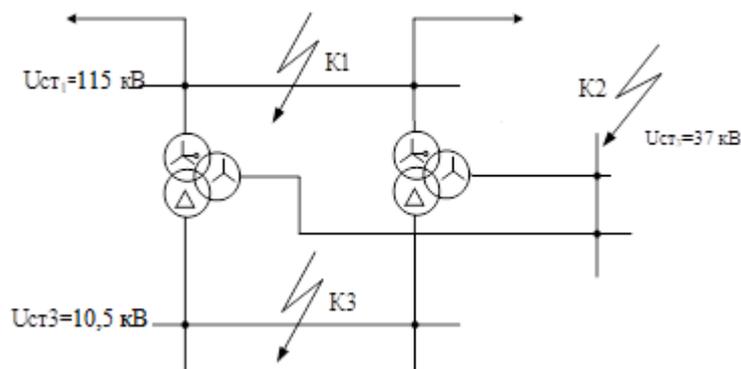


Рисунок 8 – Расчётная схема подстанции

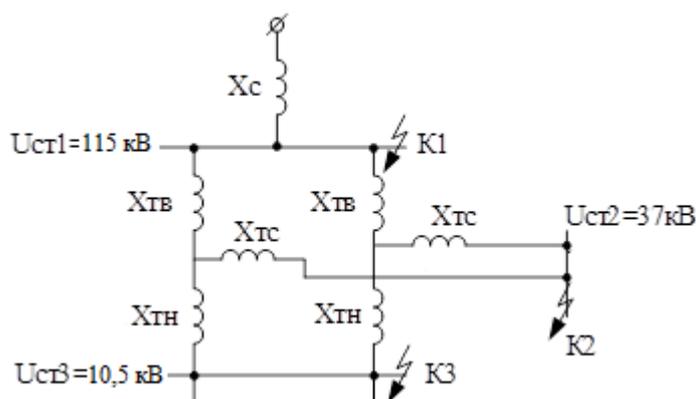


Рисунок 9 – Схема замещения подстанции

«Под расчетной схемой замещения подразумевается упрощенная электрическая схема, на которой указаны элементы электрической цепи, которые влияют на ток КЗ» [17].

«Для вычисления токов короткого замыкания составляется однолинейная расчетная схема с указанием на ней всех элементов цепи, по которым определяют сопротивление цепи КЗ» [17].

На основании данной схемы составлена схема замещения, состоящая из емкостных и индуктивных сопротивлений цепи.

«Все расчеты будут проводиться в именованных единицах. Сопротивление источника питания» [15]:

$$x_c = x_{\text{резл}} = \frac{U_{\text{ВЛ}}^2}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (5)$$

где $U_{\text{ВЛ}}$ – «напряжение ВЛ, подходящей к подстанции, кВ» [12];

$S_{\text{КЗ}}$ – «мощность короткого замыкания (КЗ) в максимальном режиме на подстанции $S_{\text{КЗ}} = 1600$ МВА» [12].

Сопротивления обмоток понижающего силового трансформатора [3], определяется по формуле:

$$x_{\text{ТВ}} = \frac{U_{\text{КВ}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{СТ}}^2}{S_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (6)$$

$$x_{\text{ТС}} = \frac{U_{\text{КС}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{СТ}}^2}{S_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (7)$$

$$x_{\text{ТН}} = \frac{U_{\text{КН}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{СТ}}^2}{S_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (8)$$

где $U_{\text{КВ}}$, $U_{\text{КС}}$, $U_{\text{КН}}$ – напряжения КЗ на обмотках силового трансформатора (принимается ТДТН 10 МВА 110/35/10), %;

$U_{\text{СТ}}$ – напряжение ступени, кВ;

$S_{\text{НОМ.ТР}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА (10 МВА).

Напряжения короткого замыкания на обмотках силового, %, [3], определяется по формуле:

$$U_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}), \quad (9)$$

$$U_{KC} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}), \quad (10)$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}), \quad (11)$$

где U_{KB-C} , U_{KB-H} , U_{KC-H} – значения межобмоточных напряжений КЗ, %.

«Полное сопротивление трансформатора собственных нужд, Ом, определяется по формуле» [12]:

$$Z_{TCH} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{CT}^2}{S_{НОМ.ТР}}, \quad (12)$$

где U_K – «паспортное напряжение КЗ, %» [12].

«Активное сопротивление трансформатора собственных нужд, Ом, определяется по формуле» [12]:

$$r_{TCH} = \frac{P_K \cdot U_{CT}^2}{S_{НОМ ТР}^2}, \quad (13)$$

где P_K – «паспортное значение мощности КЗ трансформатора, кВт» [12].

«Индуктивное сопротивление трансформатора собственных нужд определяется по формуле» [12]:

$$x_{\text{тсн}} = \sqrt{z_{\text{тсн}}^2 - r_{\text{тсн}}^2}, \quad (14)$$

Активное и индуктивное сопротивление кабельной линии, Ом, определяется по формуле [7]:

$$x_{\text{к}} = x_0 \cdot l_{\text{к}}, \quad (15)$$

$$r_{\text{к}} = r_0 \cdot l_{\text{к}}, \quad (16)$$

где x_0 и r_0 – «паспортные удельные сопротивления кабельной линии, Ом/км» [12];

$l_{\text{к}}$ – «длина кабеля, км» [12].

«Ток трехфазного короткого замыкания, кА» [12]:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ст}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{рез}}}, \quad (17)$$

где $U_{\text{ст}}$ – «напряжение ступени в точке КЗ, кВ» [12];

$X_{\text{рез}}$ – «сопротивление системы в точке КЗ, Ом» [12].

«Ток двухфазного КЗ определяется по формуле» [12]:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (18)$$

«Ток однофазного КЗ определяется по формуле» [12]:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = 0,55 \cdot I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (19)$$

«Ударный ток короткого замыкания (значение тока спустя 0,01 с после начала КЗ) определяется по формуле» [12]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_K^{(3)}, \quad (20)$$

где k_y – «ударный коэффициент, показывающий, во сколько раз значение ударного тока КЗ больше амплитуды периодического тока КЗ» [12].

«Значение ударного коэффициент принимается по» [15] или определяется по формуле:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{\tau_a}}, \quad (21)$$

где τ_a – «постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с» [12].

«Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ определяется по формуле» [33]:

$$\tau_a = \frac{X_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}}. \quad (22)$$

где $r_{рез}$ и $X_{рез}$ – «результатирующее значение активного и индуктивного сопротивления до точки КЗ, Ом» [30];
 ω – «циклическая частота, рад/с» [30].

5.2 Расчет токов короткого замыкания до точки К1

«В соответствии с принятой схемой, точка К1 расположена на шинах высокого напряжения – 110 кВ (рисунок 10)» [19].

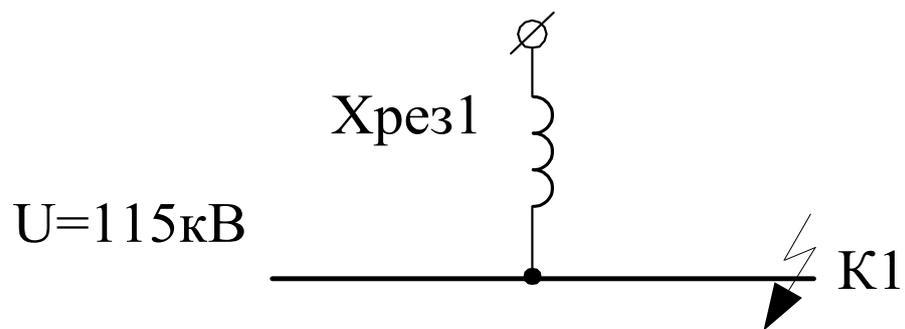


Рисунок 10 – Схема замещения до точки К1

«Производятся вычисления максимального тока КЗ по вышеприведенным формулам» [16]:

$$X_c = X_{рез1} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{1600 \cdot 10^6} = 8,27 \text{ Ом},$$

$$I_k^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 8,27} = 8,0 \text{ кА},$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,0 = 6,9 \text{ кА},$$

$$I_k^{(1)} = 0,55 \cdot 8,0 = 4,4 \text{ кА}.$$

«Для шин напряжением 110 кВ $k_y = 1,72$ по» [15], тогда:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 8,0 = 19,5 \text{ кА}.$$

5.3 Расчет токов короткого замыкания до точки К2

«В соответствии с принятой схемой, точка К1 расположена на шинах высокого напряжения – 35 кВ (рисунок 11)» [12].

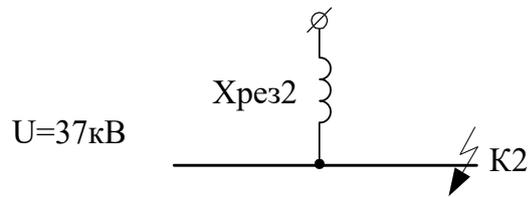


Рисунок 11 – Схема замещения до точки К₂

«В соответствии с принятой схемой, результирующее сопротивление до точки К₂ определяется из суммы сопротивления системы и сопротивления двух параллельно соединенных обмоток среднего и высокого напряжения силового трансформатора» [16].

«Таким образом, результирующее сопротивление до точки К₂ определяется по формуле» [31]:

$$X_{рез2} = X'_c + \frac{X'_{ТВ} + X_{ТС}}{2}, \quad (23)$$

где x'_c – «сопротивление системы, приведенное к напряжению 35 кВ» [31];

$x'_{ТВ}$ – «сопротивление высокой обмотки трансформатора, приведенное к напряжению 35 кВ» [31].

На основании паспортных данных принятого силового трансформатора ТДТН–10000: $U_{кв-с} = 10,5\%$, $U_{кв-н} = 17,5\%$, $U_{кс-н} = 6,5\%$. (8)

Производятся вычисления по вышеприведенным формулам:

$$U_{кв} = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%,$$

$$U_{кс} = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0,25\%,$$

$$U_{кн} = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 3,25\%.$$

$$x'_{тв} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{(37 \cdot 10^3)^2}{10 \cdot 10^6} = 14,7 \text{ Ом},$$

$$x_{тс} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{(37 \cdot 10^3)^2}{10 \cdot 10^6} = 0,3 \text{ Ом},$$

«Производятся вычисления максимального тока КЗ по формуле (23)» [12]:

$$x_{рез2} = 8,27 \cdot \left(\frac{37 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3} \right)^2 + \frac{14,7 + 0,3}{2} = 8,36 \text{ Ом}.$$

Расчет результирующего сопротивления до точки К₂ и ударного тока в том производится в том же порядке, как в предыдущем пункте.

Результаты расчета результирующего сопротивления до точки К₂ и ударного тока занесены в таблицу 15.

5.4 Расчет токов короткого замыкания до точки КЗ

«В соответствии с принятой схемой, точка КЗ расположена на шинах высокого напряжения – 10 кВ (рисунок 12)» [12].



Рисунок 12 – Схема замещения до точки К₃

«Результирующее сопротивление до точки К₃ будет складываться из сопротивления системы и суммы сопротивлений двух параллельно соединенных обмоток высокого и низкого напряжения трансформаторов» [12].

«Результирующее сопротивление $x_{рез3}$ определяется по формуле» [29]:

$$x_{рез3} = x_c'' + \frac{x_{ТВ}'' + x_{ТН}''}{2}, \quad (24)$$

где x_c'' – «сопротивление системы, приведенное к напряжению 10,5 кВ» [29];

$x_{ТВ}''$ – «сопротивление высокого обмотки трансформатора, приведенное к напряжению 10,5 кВ» [29].

Производятся вычисления:

$$x_{ТВ}'' = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{10 \cdot 10^6} = 1,19 \text{ Ом},$$

$$x_{ТН}'' = \frac{3,25}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{10 \cdot 10^6} = 0,36 \text{ Ом},$$

«Производятся вычисления максимального тока КЗ по формуле (24)» [12]:

$$x_{рез3} = 8,27 \cdot \left(\frac{10,5 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3} \right)^2 + \frac{1,19 + 0,36}{2} = 0,84 \text{ Ом}.$$

«Расчет результирующего сопротивления до точки К₃ и ударного тока в» [12] том производится в том же порядке, как в предыдущем пункте.

5.5 Расчет токов короткого замыкания на СШ 0,4 кВ трансформаторов собственных нужд

При расчете токов КЗ в сетях 0,4 кВ сопротивление сети можно не учитывать, так как оно значительно меньше сопротивлений элементов сети 0,4 кВ.

«Расчеты аварийных режимов при проектировании электроустановки нужны для выбора аппаратуры подстанции и проверки токоведущих частей на их термическую и электродинамическую стойкость, и, кроме того, для расчета релейной защиты и заземляющих устройств» [5].

«Расчет токов КЗ 0,4 кВ следует начинать с составления расчетной схемы электрической сети (рисунок 13). На расчетной схеме необходимо указать все параметры, которые влияют на значение тока короткого замыкания и расчетные точки, в которых нужно рассчитать токи короткого замыкания. Ток короткого замыкания при проектировании системы электроснабжения производственного цеха необходимо определить только на сборных шинах 0,4 кВ ТП цеха» [5].

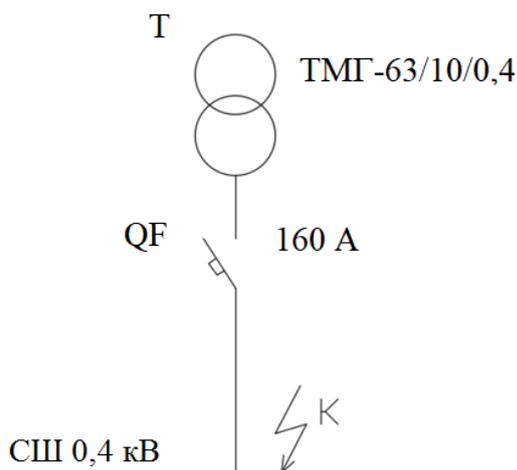


Рисунок 13 – Расчетная схема электрической сети

«На основании расчетной схемы необходимо составить электрическую схему замещения (рисунок 14). Схема замещения — это схема, которая

соответствует по своим параметрам расчетной схеме электрической сети, и все электромагнитные связи в которой заменены электрическими» [5].

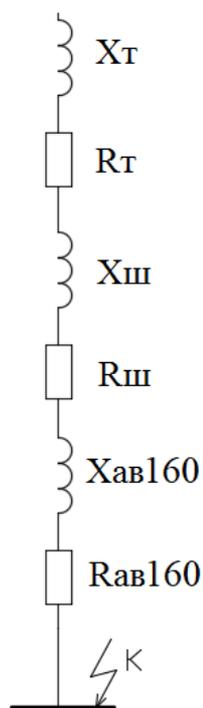


Рисунок 14 – Электрическая схема замещения электросети

«После составления электрической схемы замещения сети следует произвести расчет ее параметров. Согласно ГОСТ 28249-93 токи КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ рассчитываются в именованных единицах. Необходимо определить сопротивления элементов схемы замещения» [5].

«Сопротивления трансформаторов ТМГ-63/10/0,4 равны» [5]:

$$R_T = 33,1 \text{ мОм}; X_T = 63,1 \text{ мОм}.$$

Сопротивления сборных шин от силового трансформатора до вводного автоматического выключателя со стороны 0,4 кВ цеховой КТП, которые выполнены алюминиевыми шинами АД31Т 80x8 [7]:

$$R_{Ш} = r_{0.Ш} \cdot l; \tag{25}$$

$$X_{ш} = x_{0,ш} \cdot l; \quad (26)$$

где $r_{0,ш}$ – активное сопротивление сборных шин, $r_{0,ш} = 0,055$ мОм/м [7];

$x_{0,ш}$ – реактивное сопротивление СШ, $x_{0,ш} = 0,102$ мОм/м [7];

l – протяженность сборных шин, $l = 10$ м;

$$R_{ш} = 0,055 \cdot 10 = 0,55 \text{ мОм};$$

$$X_{ш} = 0,102 \cdot 10 = 1,02 \text{ мОм}.$$

«Сопротивления автоматического выключателя 160 А равны» [5]:

$$R_{ав160} = 1,3 \text{ мОм}, X_{ав160} = 0,7 \text{ мОм}.$$

«Суммарное активное сопротивление сети определяется по выражению» [5]:

$$R_{\Sigma} = R_T + R_{ш} + R_{ав160}; \quad (27)$$

$$R_{\Sigma} = 33,1 + 0,55 + 1,3 = 34,95 \text{ мОм}.$$

«Суммарное индуктивное сопротивление сети определяется по выражению» [5]:

$$X_{\Sigma} = X_T + X_{ш} + X_{ав160}; \quad (28)$$

$$X_{\Sigma} = 63,1 + 1,02 + 0,7 = 64,82 \text{ мОм}.$$

«Ток трехфазного короткого замыкания на сборных шинах 0,4 кВ ТП цеха определяется по формуле» [5]:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}; \quad (29)$$

$$I_K = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{34,95^2 + 64,82^2}} = 3,1 \text{ кА.}$$

«Результаты расчета остальных токов КЗ в сети 0,4 кВ занесены в таблицу 15» [5].

Таблица 15 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$x(z)_{\text{рез}}, \text{ Ом}$	$I_K^{(3)}, \text{ кА}$	$I_K^{(2)}, \text{ кА}$	$I_K^{(1)}, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$
110 кВ	8,27	8,0	6,9	4,4	19,5
35 кВ	8,36	2,6	2,2	1,4	6,3
10 кВ	0,84	7,2	6,2	4,0	19,7
0,4 кВ	-	3,1	2,7	1,7	5,7

Выводы по разделу 5.

В пятом разделе ВКР рассчитаны токи КЗ, которые необходимо для выбора электрооборудования.

6 Расчет токов максимального режима в РУ подстанции

Максимальный рабочий ток определяется по формуле, А [32]:

$$I_{\max} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{нтр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}}}, \quad (30)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки, равный 1,5;

$S_{\text{нтр}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{ст}}$ – напряжение ступени, для которой производится расчёт, кВ.

Максимальный ток на стороне ВН определяется по формуле, А

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,6 \text{ А}.$$

Максимальный ток на стороне СН определяется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 231,2 \text{ А}.$$

Максимальный ток на стороне НН с учетом дополнительной подключаемой мощности определяется по формуле, А

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 809,2 \text{ А}.$$

Выводы по разделу 6.

В шестом разделе ВКР проведен расчет токов максимального режима в РУ подстанции, которые необходимы для выбора электрооборудования.

7 Выбор электрооборудования подстанции

7.1 Выбор выключателей

«Выключатели понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» выбираются по условиям» [8]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (31)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}, \quad (32)$$

где I_{max} – «ток утяжеленного режима цепей питающих линий подстанции, А» [8];

– «по предельному сквозному току» [8];

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.}, \quad (33)$$

– «по электродинамической стойкости» [8];

$$i_y \leq i_{пр.скв.}, \quad (34)$$

– «по термической стойкости к токам КЗ» [8];

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (35)$$

где $I_{тер}$ и $t_{тер}$ – «максимальный ток термической стойкости и время, в течение которого аппарат сможет его выдержать» [8];

B_k – «тепловой импульс» [8],

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (36)$$

где $t_{\text{отк}}$ – «время отключения элегазового выключателя, $t_{\text{отк}} \approx 0,2$ с» [8];

T_a – постоянная, $T_a = 0,03$ с;

для распределительного устройства 110 кВ понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич»

$$B_k = 8,0^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

для распределительного устройства 35 кВ понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич»

$$B_k = 2,6^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 1,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

для распределительного устройства 10 кВ понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич»

$$B_k = 7,2^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 11,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

«Сравнение расчетных величин и каталожных данных выбранных выключателей представим в таблице 16» [2].

Таблица 16 – Выбор выключателей РУ 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВГТ-110-III-40/2500 У1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110$ кВ	$U_{\text{ном}} = 110$ кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 73,6$ А	$I_{\text{ном}} = 2500$ А
$I_{\text{п},0} < I_{\text{пр.скв.}}$	$I_{\text{п},0} = 8,0$ кА	$I_{\text{пр.скв.}} = 40$ кА
$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$	$i_y = 19,5$ кА	$i_{\text{пр.скв.}} = 102$ кА
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 14,7$ кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800$ кА ² ·с

Выбор выключателей РУ 35 кВ проводится аналогично «выбору выключателей 110 кВ и показан в таблице 17» [25].

Таблица 17 – Выбор выключателей РУ 35 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВГТ-УЭТМ®-35-50/3150 У1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 231,2$ А	$I_{ном} = 3150$ А
$I_{п,0} < I_{пр.скв.}$	$I_{п,0} = 2,6$ кА	$I_{пр.скв.} = 50$ кА
$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y = 6,3$ кА	$i_{пр.скв.} = 125$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 1,6$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500$ кА ² ·с

«Распределительное устройство РУ 10 кВ понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа КСО-202 У3» [23]. «Тип выключателя для данных ячеек ВВ/TEL-10, тип трансформаторов тока ТЛК-10» [23].

«Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 18» [18].

Таблица 18 – Выбор КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КСО-202 У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 809,2$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y = 19,7$ кА	$i_{пр.скв.} = 81$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 11,9$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА ² ·с

Выбор выключателей КРУ.

В ячейках КРУ типа КСО-202 У3 устанавливаются вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/1000 У3 в вводной и секционной ячейки, выключатели ВВ/TEL-10-20/630 У3 в отходящих ячейках [15]. Условия выбора соответствуют условиям для РУ 110 кВ.

Характеристики выбранных выключателей подстанции представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Технические характеристики выключателей ВВ/TEL-10

Параметры	Значения
Номинальное напряжение	10 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	12 кВ
Номинальный ток	630 А (1000 А)
Номинальный ток отключения	20 кА
Сквозной ток КЗ:	
- наибольший пик	52 кА
- «начальное действующее значение периодической составляющей» [24]	20 кА
«Нормированное процентное содержание апериодической составляющей» [24]	40 %
«Среднеквадратическое значение тока за время его протекания (ток термической стойкости)» [24]	20 кА
«Время протекания тока термической стойкости» [24]	3 сек
«Собственное время отключения выключателя» [24]	0,015 сек
Полное время отключения	0,025 сек
Собственное время включения	0,055 сек
«Неодновременность замыкания и размыкания контактов» [24]	0,004 сек
«Номинальное напряжение питания катушек электромагнитов (постоянное)» [24]	220 В
«Номинальные параметры оперативного напряжения питания» [24]	
- переменное напряжение	220 В
- постоянное напряжение	220 В
- диапазон	85-100 %
Масса	39 кг
Срок службы до списания	25 лет

7.2 Выбор разъединителей

Разъединители понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» выбираются, согласно условиям [8]:

- по конструкции, роду установки;
- «по номинальному напряжению» [8];

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (37)$$

- «по номинальному току» [8];

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}, \quad (38)$$

– по электродинамической стойкости;

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}} \quad (39)$$

– «по термической стойкости к токам КЗ» [8];

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (40)$$

«Сравнение расчетных величин и каталожных данных [11] выбранных разъединителей представим в таблицах 20 и 21» [17].

Таблица 20 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГП СЭЩ-110/1250-40УХЛ1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 73,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$	$i_y = 19,5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 100 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 21 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГП СЭЩ-1(2)-35/1000-40УХЛ1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 231,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$	$i_y = 6,3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 100 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 1,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Для защиты оборудования понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» от перенапряжений выбираем следующие ограничители перенапряжения: для РУ 110 кВ ОПН-П-110/60/850 УХЛ1, ОПН-П-110/88/850 УХЛ1, для РУ 35 кВ ОПН-П-35/40,5/600 УХЛ1» [15].

7.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

«ТТ предназначены для подключения КИП. Их необходимо выбирать, учитывая:

- номинальное напряжение электросети;
- номинальный ток электросети, который должен быть как можно ближе к рабочему току электрической установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности;
- конструкцию и класс точности» [15].

«По номинальным параметрам сети принимается к установке трансформатор тока ТФНД-110-III-150/5 УХЛ1. Проверим выбранный трансформатор по вторичной нагрузке. Так как индуктивное сопротивление цепей тока мало принимается $Z_2 \approx r_2$ » [15].

«Суммарное сопротивление на вторичной стороне ТТ состоит из сопротивлений приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов» [15]:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к.}} \quad (41)$$

В ОРУ-110 кВ устанавливаются счетчики активной и реактивной энергии Меркурий серии 234 ART, класс точности для измерения активной и реактивной мощности составляет соответственно 0,5S/1,0.

«Суммарная мощность приборов равна 0,1 ВА» [15].

«Суммарное сопротивление приборов определяется по формуле» [15]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (42)$$

где $I_{2н}$ – «вторичный ток трансформатора тока, $I_{2н} = 5 \text{ А}$ » [15].

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление контактов равно $r_k = 0,1$ Ом при четырех приборах. Тогда максимальное значение сопротивления проводов должно быть» [15]:

$$r_{\text{пр.}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k,$$

где $r_{2\text{ном}}$ – «сопротивление вторичной обмотки, $r_{2\text{ном}} = 1,2$ Ом» [15].

$$r_{\text{пр.}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом.}$$

«Определяется сечение соединительных проводов по формуле» [15]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (43)$$

где ρ – «удельное сопротивление материала провода, для меди $\rho = 0,0175$ » [15];

$l_{\text{расч}}$ – «расчетная длина проводов, для схемы полной звезды при номинальном напряжении 110 кВ $l_{\text{расч}} = 100$ м» [15].

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,096} = 1,60 \text{ мм}^2.$$

«Принимается кабель контрольный с медными жилами КРВГ сечением 2,5 мм², тогда сопротивление проводов равно» [15]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (44)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,70 \text{ Ом,}$$

$$r_2 = 0,004 + 0,70 + 0,1 = 0,804 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,2.$$

«Все расчетные данные и каталожные параметры трансформатора тока высокого напряжения подстанций сводим в таблицу 22» [15].

Таблица 22 – Параметры трансформаторов тока РУ-110 кВ

Параметры	Тип трансформатора тока	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	ТФНД-110Б-300/5-0,5/10Р/10Р УХЛ1	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.расч.}} \approx I_{\text{н}}, \text{А}$		$I_{\text{норм.расч.}} = 73,6 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}}, \text{кА}$		$i_{\text{у}} = 19,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_{\text{к}} = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 5625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$		$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,804 \text{ Ом}$

«Аналогично выбираются трансформаторы тока в РУ 35 кВ и в РУ 10 кВ. Результаты расчета по выбору трансформаторов тока приведены в таблицах 23 и 24» [15].

Таблица 23 – Параметры трансформаторов тока РУ-35 кВ

Параметры	Тип трансформатора тока	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	ТФНД-35М-200/5-0,5/10Р УХЛ1	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.расч.}} \approx I_{\text{н}}, \text{А}$		$I_{\text{max}} = 231,2 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}}, \text{кА}$		$I_{\text{п,0}} = 2,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$		$i_{\text{у}} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 5625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$		$B_{\text{к}} = 1,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,804 \text{ Ом}$

Таблица 24 – Параметры трансформаторов тока РУ-10 кВ

Параметры	Тип трансформатора тока	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	ТЛК-10-800/5-0,5/10Р/10Р УХЛ1	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.расч.}} \approx I_{\text{н}}, \text{А}$		$I_{\text{max}} = 809,2 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 800 \text{ А}$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}}, \text{кА}$		$I_{\text{п,0}} = 7,2 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$		$i_{\text{у}} = 19,7 \text{ кА}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 5625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$		$B_{\text{к}} = 11,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,804 \text{ Ом}$

7.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения играют важную роль в работе электроэнергетических систем, включая подстанции напряжения 110/35/10 кВ «Солигалич». Они используются для измерения напряжения в цепях высокого напряжения и преобразования его в низкое напряжение для дальнейшей передачи сигнала в систему измерения.

В подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» используются трансформаторы напряжения различных типов и мощностей, в зависимости от конкретных требований и характеристик подстанции.

Трансформаторы напряжения имеют высокую надежность и долговечность, но для их эффективной работы необходимо правильное и своевременное техническое обслуживание. Регулярная проверка и калибровка трансформаторов напряжения позволяет обеспечить высокую точность измерения напряжения и длительный срок их эксплуатации.

На ОРУ 110 кВ принимаются к «установке трансформаторы напряжения ЗНОГ-110-У1» [15].

Выбор трансформаторов напряжения должен осуществляться с учетом всех технических параметров и условий эксплуатации подстанции, чтобы обеспечить высокую точность измерения напряжения и длительный срок службы трансформаторов. Основными параметрами являются [15]:

– напряжение: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

– «вторичная нагрузка в выбранном классе точности $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$, а при соединении однофазных трансформаторов в звезду $S_{2ном} = 3S_{2пт}$ » [15].

Так как в настоящее время в стране взят курс на импортозамещение, а поставки импортной продукции практически невозможны, то необходимо выбрать оборудование отечественных производителей.

«Проверку трансформаторов напряжения по возможности работы в заданном классе точности представим в таблице 25» [15].

Таблица 25 – Проверка трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
var		Д-335	1,5	2	0	1	1	-	3
РК		СЭТ-4ТМ.03	1,5	2	0,8	0,6	3	2,4	1,8
Итого								5,4	4,8
ЗНОГ-110-У1 110/√3; 0,1/√3; 0,1/√3; 0,1 кВ								S _{2,Σ} =7,2 В	
U _{ном1} =110кВ		S _{2,кл.т.чн.0,5} =3·100=300>S _{2,Σ}							

Аналогично выбираются трансформаторы напряжения для РУ 35 кВ и РУ 10 кВ. Для РУ 35 кВ принимаются к установке трансформаторы напряжения ЗНОМ-35, для РУ 10 кВ – НТМИ-10.

Выводы по разделу 7.

В седьмом разделе ВКР выбрано электрооборудование подстанции. В РУ 110 кВ выбраны к установке элегазовые выключатели ВГТ-110-40/2500 У1, разъединители РГ-110/1250-40УХЛ1, трансформаторы тока ТФНД-110Б-300/5-0,5/10Р/10Р УХЛ1.

В РУ 35 кВ выбраны к установке элегазовые выключатели ВГТ-УЭТМ®-35-50/3150 У1, разъединители РГ-1(2)-35/1000-40УХЛ1, трансформаторы тока ТФНД-35М-200/5-0,5/10Р УХЛ1.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа КСО-202 У3 с выключателями ВВ/TEL-10, трансформаторами тока ТЛК-10.

Для защиты оборудования подстанции от перенапряжений выбираем следующие ограничители перенапряжения: для РУ 110 кВ ОПН-П-110/60/850 УХЛ1, ОПН-П-110/88/850 УХЛ1, для РУ 35 кВ ОПН-П-35/40,5/600 УХЛ1.

На ОРУ 110 кВ принимаются к установке трансформаторы напряжения ЗНОГ-110-У1. Для РУ 35 кВ принимаются к установке трансформаторы напряжения ЗНОМ-35, для РУ 10 кВ – НТМИ-10.

8 Молниезащита и заземление подстанции

8.1 Расчет молниезащиты

Молниезащита подстанции осуществляется стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми на территории подстанции. «В устройство молниеотвода входит: молниеприемник – верхняя часть стержня или провод-трос; спуск – металлическая часть мачты или опора ЛЭП; заземлитель – устройство, выполняемое в земле под молниеотводом для растекания тока молнии в землю» [6]. В соответствии с [6] все здания и сооружения выделены в категории по степени устройства молниезащиты.

«По территории подстанции согласно плана максимальная высота защищаемого объекта составляет $h_x=12,5$ м (высота портала ПС-110) [15]. К установке принимаются молниеотводы СМ-25, высота которого составляет $h = 25$ м» [26].

«Активная высота молниеотвода определяется по формуле» [15]:

$$h_a = h - h_x, \quad (45)$$

где h – «высота молниеотвода, $h = 25$ м» [15];

h_x – «максимальная высота защищаемого объекта, $h_x = 12,5$ м» [15];

$$h_a = 25 - 12,5 = 12,5 \text{ м.}$$

«Диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы определяется из плана подстанции и составляет $D_1 = 69,3$ м, расстояние между электродами 1 и 2 составляет $a_1 = 50$ м, расстояние между электродами 3 и 4 составляет $a_1 = 48$ м» [15].

«Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода» [15]:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (46)$$

где h – «высота молниеотвода, $h = 35$ м» [15];

h_a – «активная часть молниеотвода, куда приходит 100%-е попадание лидера молнии» [15],

p – «вероятность попадания молнии в защищаемую зону при $h \leq 30$ м, $p = 1$ » [15],

$$r_x = 12,5 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{12,5}{25}} \cdot 1 = 13,3 \text{ м.}$$

«Ширина защитной зоны» [15]:

– для стороны между молниеотводами 1-2 и 3-4 $a_1 = 50$ м, тогда

$$a_1 / h_a = 50 / 12,5 = 4,0, \quad h_a / h = 12,5 / 25 = 0,5,$$

тогда из [6]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,63,$$

«откуда определяется ширина защитной зоны» [15]

$$b_x / 2 = 0,63 \cdot h_a, \quad (47)$$

$$b_x / 2 = 0,63 \cdot 12,5 = 7,9 \text{ м,}$$

– «для стороны между молниеотводами 1-3 и 2-4 $a = 48$ м, тогда» [15]

$$a_2 / h_a = 48 / 12,5 = 3,84,$$

$$h_a / h = 12,5 / 25 = 0,5,$$

тогда из [6]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,65,$$

«откуда определяется ширина защитной зоны» [15]

$$b_x / 2 = 0,65 \cdot h_a, \quad (48)$$

$$b_x / 2 = 0,65 \cdot 12,5 = 8,1 \text{ м.}$$

– для диагонали между молниеотводами 1-4 и 2-3 $D_1 = 69,3$ м, тогда

$$a_2 / h_a = 69,3 / 12,5 = 5,5, \quad h_a / h = 12,5 / 25 = 0,5,$$

тогда из [6]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,68,$$

«откуда определяется ширина защитной зоны» [15]

$$b_x / 2 = 0,68 \cdot h_a, \quad (49)$$

$$b_x / 2 = 0,68 \cdot 12,5 = 8,5 \text{ м.}$$

«Объект высотой h_x , находящийся внутри прямоугольника, образуемого молниеотводами, будет защищен в том случае, если диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы на высоте h_x не будет больше» [15]:

$$D_1 < 8 \cdot (h - h_x) \cdot p, \quad (50)$$

$$D_1 = 69,3 \text{ м} \leq 8 \cdot (25 - 12,5) \cdot 1 = 100 \text{ м}.$$

Наименьшая высота зоны защиты h_0 для молниеотводов до 30 метров

$$h_0 = h - \frac{D_1}{7}, \quad (51)$$

$$h_0 = 25 - \frac{69,3}{7} = 15,1 \text{ м},$$

«что больше максимальной высоты защищаемого объекта - высоты портала ПС-110. Таким образом, разработанная молниезащита будет защищать подстанцию от поражения электрическим током» [15].

8.2 Расчет контура заземления

«Допустимое напряжение прикосновения $U_{\text{пр.доп}} = 400 \text{ В}$, время прикосновения принимается $t = 0,2 \text{ сек}$ » [15].

«Усредненный ток короткого замыкания на стороне ВН равен» [15]

$$I_3 = 1,25 \cdot I_{\text{п(к1)}}, \quad (52)$$

$$I_3 = 1,25 \cdot 8,4 = 10,5 \text{ кА}.$$

«Глубину заложения вертикальных и горизонтальных электродов принимаем $t = 0,7 \text{ м}$ » [15].

«Длина вертикальных заземлений $l_v = 5 \text{ м}$ » [15].

«Расстояние между горизонтальными электродами принимается $a = 5 \text{ м}$.

В расчётах заземления многослойный грунт представляем

двухслойным: верхний слой толщиной h_1 с удельным сопротивлением $\rho_1 = 80$ Ом, нижний с удельным сопротивлением $\rho_2 = 500$ Ом. Толщину верхнего слоя грунта для Костромской области принимается равной $h_1 = 2,14$ м.

Площадь подстанции» [15]

$$S = 56 \cdot 54 = 3024 \text{ м}^2.$$

«Длина горизонтального электрода» [15]:

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1) \cdot 2, \quad (53)$$

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{3024} \cdot \frac{\sqrt{3024}}{5} + 1) \cdot 2 = 1212 \text{ м.}$$

«Коэффициент напряжения прикосновения» [15]:

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (54)$$

где M – коэффициент, при $\rho_1 / \rho_2 = 6,25$ – $M = 0,73$;

β – «коэффициент, который сопротивления тела человека» [15]:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{C}}}, \quad (55)$$

«В качестве дополнительной меры по снижению напряжения прикосновения примем подсыпку гравием с толщиной слоя 20 см, с удельным сопротивлением 3000 Ом · м в рабочих местах, поэтому $R_{\text{C}} = 3000$ Ом» [15]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,182,$$

$$K_H = \frac{0,73 \cdot 0,182}{\left(\frac{5 \cdot 1212}{5 \cdot \sqrt{3024}} \right)^{0,45}} = 0,033.$$

«Напряжение на заземляющем устройстве» [15]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр,доп}}}{K_H}, \quad (56)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,033} = 12121 \text{ В.}$$

«Допустимое сопротивление заземляющего устройства равно» [15]:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{п(к1)}}}, \quad (57)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{12121}{8400} = 1,44 \text{ Ом.}$$

«Число вертикальных электродов» [15]:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{1}{l_B} \cdot l_B}, \quad (58)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{3024} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 44 \text{ шт.}$$

«Суммарная длина вертикальных электродов» [15]:

$$L_B = n_B \cdot 5 = 44 \cdot 5 = 220 \text{ м.}$$

«Относительная глубина заложения заземляющего устройства» [15]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3024}} = 0,104.$$

«Коэффициент А» [15]:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (59)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,104) = 0,354.$$

«Относительная толщина верхнего слоя» [15]:

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2,14 - 0,7}{5} = 0,39.$$

«Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными электродами (табличное значение): $\rho_{*эк} = 1,02$.

«Эквивалентное сопротивление грунта» [15]:

$$\rho_{эк} = \rho_{*эк} = \rho_2 = 1,02 \cdot 80 = 81,6 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя следует определять по выражению [15]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{эк}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{эк}}{L_B + L_\Gamma}, \quad (60)$$

$$R_3 = 0,354 \cdot \frac{81,6}{\sqrt{3024}} + \frac{81,6}{220+1212} = 0,582 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 1,44 \text{ Ом}.$$

Напряжение прикосновения [15]:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{Н}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (61)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 8400 \cdot 0,582 = 161,33 \text{ В} < U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В}.$$

Таким образом, разработанный контур заземления удовлетворяет требованиям ГОСТ 12.1.038-82.

Выводы по разделу 8.

В восьмом разделе разработана молниезащита и заземление подстанции.

9 Релейная защита подстанции

«Выбор принципов и типов устройств РЗА осуществлён в соответствии с» [28]:

- «Правилами устройства электроустановок» [11];
- СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» [21];
- РД 34.20.116-93 «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» [13];
- РД 34.35.310-97 «Общие технологические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» [14];
- современной номенклатурой устройств РЗА.

«Определяющим при выборе принципов и типов устройств РЗА является выполнение основных требований, предъявляемых к их функционированию (селективность, быстрдействие, чувствительность и надёжность), а также выполнение действующих нормативных и директивных документов» [27].

«Оперативный ток постоянный 220 В. Для питания терминалов защит и организации оперативного тока для МП устройств, предусматривается установка щита постоянного тока с двумя зарядно-выпрямительными устройствами, двумя шкафами распределения оперативного тока и одной аккумуляторной батареей» [27].

«Контрольные кабели прокладываются в железобетонных лотках, а также в металлических лотках по блокам КТПБ. Все прокладываемые контрольные кабели применяются типа КВВГЭнг-LS и для освещения, обогрева и т.д. ВЗГнг-LS. Кабель вторичных цепей трансформатора напряжения 110 кВ применяется типа КВБбШвнг-LS, имеет металлическую броню и заземлен с двух сторон» [27].

«Требования к вторичным цепям:

- обеспечивается требуемая точность учета электроэнергии (исключена перегрузка измерительных трансформаторов и т.п.);
- потери напряжения в цепи "трансформатор напряжения - электросчётчик" не превышает 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения;
- подключение приборов учёта к трансформаторам напряжения осуществляется через дополнительную вторичную обмотку отдельными кабелями на каждую секцию» [27].

«Общие технические требования к шкафам и микропроцессорным терминалам РЗА» [27].

«Микропроцессорные терминалы РЗА удовлетворяют следующим общим требованиям» [27].

«Терминалы имеют порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУ ТП подстанции, местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на "отключение" и неисправности. Терминалы осуществляют определение и отображение электрических параметров защищаемого объекта, регистрацию событий, цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти, сигнализацию состояния и функционирования терминала. Обеспечена возможность включения МП терминалов РЗА в существующие системы подстанционного управления и контроля» [27].

«Терминалы имеют стандартные международные протоколы обмена данными» [27].

«Терминалы имеют русифицированные интерфейсы» [27].

В данной работе рассматривается оснащение микропроцессорными (МП) устройствами всех элементов понижающей ПС 110/35/10 кВ «Солигалич».

Состав НКУ приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Состав НКУ

Наименование НКУ	Количество и тип	Тип установленного терминала	Место установки НКУ	Защиты и автоматика
Шкаф защиты и автоматики трансформатора	ШЭРА-Т-4002	Sepam 1000+ T87	ОПУ (F2, F4)	ДЗТ, ДТО, ГЗ Т, ГЗ РПН Т, ЗП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН, охлаждение
		Sepam 1000+ T87	–	МТЗ ВН, ГЗ, АУВ, УРОВ
		Sepam	–	МТЗ НН/У, АУВ, ЛЗШ, УРОВ
		Sepam	–	АРКТ
Шкаф ЦС	ШЭРА-ЦС-2001	Sepam	ОПУ (Н1)	–
Шкаф защиты СВ-10 кВ и ТН-10 кВ	ШЭРА-С10-3001	Sepam	ОПУ (F3)	МТЗ СВ, АУВ, УРОВ, ЛЗШ
		Sepam	–	ЗМН
Шкаф АЧР	ШЭРА-АЧР-2002	Sepam	ОПУ (F5)	АЧР, ЧАПВ
Шкаф защиты линии 10 кВ	Нетиповой	Sepam 1000+	ЗРУ-10 кВ (в ячейках ВЛ-10 кВ)	МТЗ, ТО, АУВ, УРОВ, ЛЗШ
Шкаф дуговой защиты РУ-10 кВ	–	Sepam 1000+	ЗРУ-10 кВ	ЗДЗ

«На питающих ВЛ 110 кВ в качестве основной защиты применяется НВЧЗ, в качестве резервных защит применена дистанционная и токовые защиты» [27].

«Основные и резервные защиты линий подключаются на разные вторичные обмотки трансформаторов тока» [27].

«Защита и автоматика силовых трансформаторов на подстанции выполнена на базе нетиповых шкафов производства ООО «СамараЭнергоМонтаж» с микропроцессорными терминалами Sepam 1000+ T87, Sepam 1000+ T81» [27].

«Основная защита силовых трансформаторов выполнена на базе микропроцессорных терминалов Sepam 1000+ T87 и содержит следующие функции:

- измерение фазных токов;

- измерение линейного и фазного напряжения, частоты;
- дифференциальную токовую защиту трансформатора 87Т;
- МТЗ высшей и низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51;
- МТЗ от замыканий на землю с действием на сигнал 50N/51N;
- защиту от перегрузки по стороне 110/10 кВ с действием на сигнал;
- УРОВ ВН трансформатора 50BF» [27].

Основная и резервная защита линий 110 кВ.

«Защита и автоматика управления линиями 110 кВ выполнена на базе типовых шкафов производства ООО НПП «ЭКРА» - ШЭ2607 085/205 (основная защита линии) и ШЭ2607 021 (резервная защита линии)» [27].

Основная защита линий 110 кВ содержит высокочастотную и релейную части. Релейная часть защиты выполнена на базе терминала БЭ2607 V085.

Направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ).

«В терминале БЭ2607 V081 реализована функция блокировки при неисправностях в цепях напряжения. БНН реагирует на обрыв одной, двух и трех фаз напряжений «звезды» или «разомкнутого треугольника». БНН срабатывает при снижении любого из фазных напряжений на величину 10 В при всех остальных поданных номинальных величинах напряжений «звезды» и «разомкнутого треугольника» [27].

Основная и резервная защита ошиновки 110 кВ

«Защита ошиновки 110 кВ выполнена на базе типового шкафа производства ООО НПП «ЭКРА» - ШЭ2607 051051. Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов. Каждый комплект содержит все необходимый комплект защит» [27].

Выводы по разделу 9.

В девятом разделе ВКР выбраны устройства релейной защиты рассматриваемой подстанции.

10 Экономическая часть

10.1 Расчет капиталовложений на внедрение проекта

В соответствии с принятой схемой на ПС 110/35/10 кВ будет установлено следующее оборудование, приведенное в таблице 27.

Таблица 27 – Оборудование

Оборудование	Кол-во, шт.	Стоимость за ед, руб.	Общ стоимость, руб.
ЩСН шкаф №1 ввод 0,4 кВ ТСН №1	1	38000	38000
ЩСН шкаф №3 ввод 0,4 кВ ТСН №2	1	38000	38000
Шкаф АВР №2	1	167000	167000
Шкаф ШО ОРУ-35	1	28000	28000
Шкаф ШО СМВ-110	1	16000	16000
Шкаф ПР-11 питание приводов ВГ-110	1	18000	18000
Шкаф ШОВ ВГ-110 Т-1	1	20000	20000
Шкаф ШОВ ВГ-110 Т-2	1	20000	20000
Шкаф Ввол 0,4 кВ Т-1	1	80000	80000
Шкаф Ввол 0,4 кВ Т-2	1	80000	80000
Шкаф ЦС	1	41000	41000
Шкаф расход СН	1	34000	34000
Шкаф РШ Ф10-13	1	3500	3500
Шкаф РШ Ф10-11	1	3500	3500
Шкаф РШ ТРК №2	1	3500	3500
Шкаф РШ Ф10-08	1	3500	3500
Шкаф РШ Ф10-07	1	3500	3500
Шкаф РШ Ф10-05	1	3500	3500
Шкаф РШ Ф10-06	1	3500	3500
Шкаф РШ ТРК №1	1	3500	3500
Шкаф РШ Ф10-04	1	3500	3500
Шкаф РШ Ф10-02	1	3500	3500
Щит РЩ№1	1	3500	3500
Щит РЩ№2	1	3500	3500
Итого			622000

10.2 Расчет годовых эксплуатационных издержек

Инвестиционные издержки рассчитываются по формуле:

$$FC_O = FC_{об} + FC_{тр} + FC_{монт} + FC_{проч} \quad (62)$$

где FC_O – общие инвестиционные издержки, руб.;

$FC_{об}$ – стоимость оборудования, руб.;

$FC_{тр}$ – затраты на транспортировку оборудования, руб.;

$FC_{монт}$ – затраты на установку и монтаж оборудования, руб.;

$FC_{проч}$ – прочие инвестиционные издержки, руб.

Затраты на доставку оборудования рекомендуется принять в размере 5-7% от его стоимости:

$$FC_{тр} = 0,07 \cdot FC_{об} \quad (63)$$

где 7% - процент затрат на транспортировку и монтаж оборудования.

$$FC_{тр} = 0,07 \cdot 622000 = 43540 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на установку и монтаж оборудования рекомендуется принять в размере 3-5% от его стоимости.

$$FC_{монт} = 0,05 \cdot FC_{об} \quad (64)$$

где 5% - процент затрат на установку и монтаж оборудования.

$$FC_{монт} = 0,05 \cdot 622000 = 31100 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие инвестиционные издержки рекомендуется принять в размере 15% от стоимости оборудования.

$$FC_{\text{проч}} = 0,15 \cdot FC_{\text{об}} \quad (65)$$

где 15% - процент прочих инвестиционных издержек.

$$FC_{\text{проч}} = 0,15 \cdot 622000 = 93300 \text{ тыс. руб.}$$

Инвестиционные издержки:

$$FC_0 = 622000 + 43540 + 31100 + 93300 = 789940 \text{ тыс. руб.}$$

Структура инвестиционных издержек представлена в виде секторной диаграммы на рисунке 15.

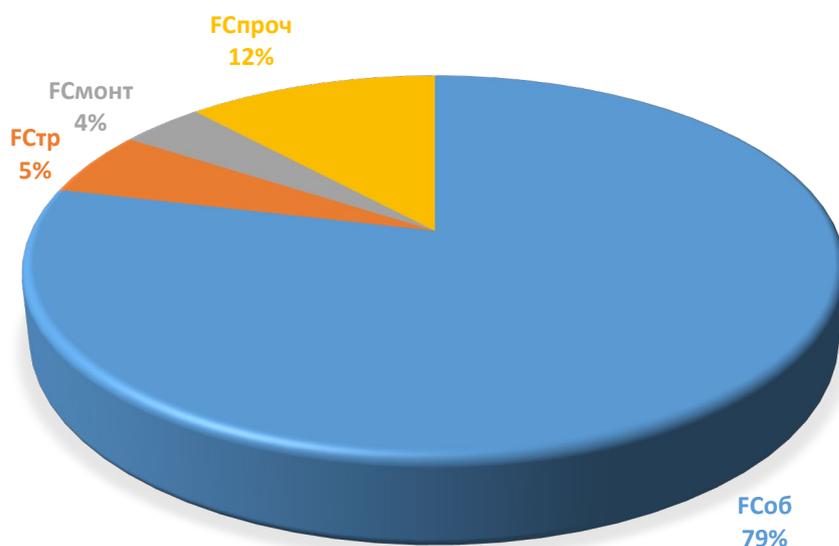


Рисунок 15 — Секторная диаграмма инвестиционных издержек

Выводы по разделу 10.

В десятом разделе ВКР рассчитаны капиталовложения на внедрение проекта и годовые эксплуатационные издержки.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработан проект реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич».

Обоснована необходимость реконструкции подстанции. Приведены общие сведения о подстанции 110/35/10 кВ «Солигалич» и обоснована необходимость ее реконструкции.

Проведен расчет электрических нагрузок и построены графики нагрузки подстанции.

Выбраны схемы распределительных устройств подстанции.

Выбраны силовые трансформаторы подстанции. Принято решение о замене существующих трансформаторов ПС 110/35/10 кВ «Солигалич» двух трансформаторов ТДТН-10000/110/35/10 У1 на аналогичные по мощности, даны их технические характеристики.

Рассчитаны токи КЗ.

Определены максимальные рабочие токи.

Проведена замена старого оборудования на новое, что улучшило качество электроснабжения в регионе и увеличило надежность работы подстанции. Выбрано электрооборудование на подстанции. В РУ 110 кВ выбраны к установке элегазовые выключатели ВГТ-110-III-40/2500 У1, разъединители РГП СЭЩ-110/1250-40УХЛ1, трансформаторы тока ТФНД-110Б-300/5-0,5/10Р/10Р УХЛ1.

В РУ 35 кВ выбраны к установке элегазовые выключатели ВГТ-УЭТМ®-35-50/3150 У1, разъединители РГП СЭЩ-1(2)-35/1000-40УХЛ1, трансформаторы тока ТФНД-35М-200/5-0,5/10Р УХЛ1.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа КСО-202 У3 с выключателями ВВ/TEL-10, трансформаторами тока ТЛК-10.

Для защиты оборудования подстанции от перенапряжений выбираем следующие ограничители перенапряжения: для РУ 110 кВ ОПН-П-110/60/850 УХЛ1, ОПН-П-110/88/850 УХЛ1, для РУ 35 кВ ОПН-П-35/40,5/600 УХЛ1.

На ОРУ 110 кВ принимаются к установке трансформаторы напряжения ЗНОГ-110-У1. Для РУ 35 кВ принимаются к установке трансформаторы напряжения ЗНОМ-35, для РУ 10 кВ – НТМИ-10.

Рассчитано заземление электроустановок и молниезащита подстанции. Молниезащита подстанции выполняется четырьмя молниеотводами СМ-25. Разработанная молниезащита будет защищать подстанцию 110/35/10 кВ «Солигалич» от поражения электрическим током.

Заземление подстанции выполняется при помощи 44-х вертикальных заземлителей длиной пять метров, а также горизонтального заземлителя. Всю территорию подстанции, по которой возможно передвижение рабочего персонала, необходимо засыпать гравием с толщиной 20 см.

Определено оборудование релейной защиты подстанции.

В экономической части проекта рассчитаны капиталовложения на внедрение проекта и годовые эксплуатационные издержки.

В ходе проведения работ были решены актуальные проблемы, связанные с устаревшим оборудованием и низкой надежностью электроснабжения в регионе. Результаты работы могут быть использованы в дальнейшей модернизации подстанций и повышении качества электроснабжения.

Таким образом, выполнение данной ВКР позволило решить актуальные проблемы в области электроснабжения, повысить надежность и эффективность работы подстанции, а также снизить риск возникновения аварийных ситуаций.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Быстрицкий Г. Ф., Кудрин Б. И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов. М. : Академия, 2003. 176 с.
2. Высоковольтные выключатели напряжением 10–220 кВ. Высоковольтное оборудование. Каталог продукции. 2009. 12 с.
3. Гайсаров Р. В., Лисовская И. Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учеб. пособие для вузов. Челябинск : ЮУрГУ, 2002. 59 с.
4. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1) // Консультант плюс: справочно-правовая система.
5. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ // Консультант плюс: справочно-правовая система.
6. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений: РД 34.21.122–2003 утв. Министерством энергетики РФ 15.06.03 : ввод. в действие с 01.01.04. М. : ЭНАС, 2003. 37 с.
7. Карапетян И. Г., Файбисович Д. Л., Шапиро И. М. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е изд., перераб. и доп. М. : ЭНАС, 2012. 376 с.
8. Крючков И. П., Неклепаев Б. Н., Старшинов В. А. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов. 2-е изд., стер. М. : Академия, 2006. 416 с.
9. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. 4-е изд., перераб. и доп. М. : Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
10. Общие сведения о ПАО «Россети Центр» – «Костромаэнерго» URL: <https://www.mrsk-1.ru/about/branches/kostromaenergo/about/> (Дата обращения 09.03.2023)

11. Правила устройства электроустановок: утв. М-вом энергетики РФ 14 апреля 2006 : ввод. в действие с 01.01.09. 7-е изд., перераб. и доп. Н. : Сибирское Университетское Издательство, 2009. 512 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования // Консультант плюс: справочно-правовая система.

13. РД 34.20.116-93 Методические указания по защите вторичных цепей эл. станций и ПС от импульсных помех // Консультант плюс: справочно-правовая система.

14. РД 34.35.310-97 Общие технологические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем // Консультант плюс: справочно-правовая система.

15. Рожкова Л. Д., Чиркова Т. В., Карнеева Л. К. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебное пособие. М. : Academia, 2009. 448 с.

16. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. URL: <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (Дата обращения 09.03.2023)

17. Сибикин Ю. Д. Электрические подстанции : учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования. 2-е изд., испр. М. : РадиоСофт, 2014. 414 с.

18. Степанов В. М., Косырихин В. С. Передача и распределение электроэнергии, расчеты линий электропередач и электрических сетей. Тула : Изд-во ТулГУ, 2012. 186 с.

19. Степанов В. М., Косырихин В. С. Расчёт и проектирование электрических сетей и систем. Тула : Изд-во ТулГУ, 2014. 351 с.

20. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35–750 кВ. Типовые решения: ввод. в действие с 01.01.10. М. :

Энергосетьпроект, 2009. 143 с.

21. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ // Консультант плюс: справочно-правовая система.

22. Технические характеристики трансформатора ТДТН–10000/110–У1.
URL: <https://silovoytransformator.ru/110kv/tdtn-10000-110-u1.htm> (Дата обращения 09.03.2023)

23. Технические характеристики ячеек КСО-202. URL: <https://www.cheaz.ru/products/csw/kso-202v-vm.html> (Дата обращения 02.03.2023)

24. Технические характеристики вакуумных выключателей ВВ/TEL.
URL: <https://www.tavrida.com/ter/solutions/VCB/> (Дата обращения 02.03.2023)

25. Технические характеристики элегазовых выключателей ВГТ-35.
URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-35/> (Дата обращения 02.03.2023)

26. Технические характеристики молниеотвода СМ-25. URL: <https://zavsk.ru/catalog/molnieotvody/metallicheskie/sm/> (Дата обращения 02.03.2023)

27. Технические характеристики терминалов Sepam 1000+. URL: https://icsfiles.ru/schneider/manuals/sepam1000/Sepam_plus.pdf (Дата обращения 02.03.2023)

28. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем: учеб. пособие для техникумов. М. : Энергоатомиздат, 1998. 800 с.

29. Bose Bimal K. Power Electronics and Motor Drives: Advances and Trends. Amsterdam: Elsevier, 2017. 564 p.

30. Glover J. Duncan, Overbye Thomas J., Sarma Mulukutla S. Power System Analysis and Design. Boston: Cengage Learning, 2017. 944 p.

31. Gönen Turan. Electric Power Distribution Engineering. Boca Raton: CRC Press, 2018. 948 p.

32. Momoh James A. Electric Power System Applications of Optimization.

New York: CRC Press, 2017. 358 p.

33. Saccomanno F. Electric Power Systems: Analysis and Control. New York: Springer, 2018. 670 p.