

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 понизительной подстанции 110/6 кВ
«Кинопленка»

Обучающийся

О.В. Ситков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.В. Бычков

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

Тольятти 2023

Аннотация

Данная ВКР посвящена реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка». В работе рассмотрены основные проблемы, возникающие при эксплуатации подстанции, а также описаны методы и средства, используемые для ее реконструкции. Были произведены расчеты необходимых параметров для выбора оборудования и проведения монтажных работ. Также в работе обоснованы принятые решения по реконструкции подстанции. Результатом работы является улучшение эффективности работы подстанции и повышение ее надежности.

В рамках ВКР были произведены расчеты, на основе которых было осуществлено выбор современного электрооборудования для понизительной подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка».

ВКР представляет собой пояснительную записку, состоящую из введения, восьми разделов основной части, заключения, списка используемой литературы и источников и графической части на 6 листах формата А1. Пояснительная записка выполнена на 80 листах формата А4, содержит 13 таблиц и 16 рисунков.

Содержание

Введение.....	4
1 Проведение расчета нагрузок подстанции	6
2 Выбор схем главных электрических соединений	9
3 Определение мощности трансформаторов подстанции.....	14
3.1 Определение силовых трансформаторов	14
3.2 Выбор ТСН подстанции.....	16
4 Расчет токов КЗ	18
4.1 Осуществление проверки питающей линии	18
4.2 Расчет токов КЗ.....	19
5 Выбор электрического оборудования подстанции.....	27
5.1 Расчет токов максимального режима в РУ подстанции	27
5.2 Выбор оборудования РУ 110 кВ ПС 110/6 кВ «Киноплёнка»	28
5.3 Выбор оборудования РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ «Киноплёнка»	42
6 Расчет релейной защиты трансформатора	49
7 Разработка молниезащита и заземления ПС 110/6 кВ «Киноплёнка».....	61
7.1 Молниезащита ПС 110/6 кВ «Киноплёнка»	61
7.2 Заземление ПС 110/6 кВ «Киноплёнка».....	63
8 Экономический раздел	70
8.1 Расчет затрат на реконструкцию.....	70
8.2 Расчет издержек	71
Заключение	74
Список используемой литературы и используемых источников.....	76

Введение

Реконструкция электрической части ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» является актуальной и важной задачей для обеспечения энергетической безопасности и надёжности электроснабжения. Подстанции являются ключевыми элементами энергетической инфраструктуры и обеспечивают передачу электроэнергии от генерирующих установок к потребителям. Электрические компоненты подстанции имеют ограниченный срок службы, поэтому реконструкция и модернизация оборудования необходимы для обеспечения долгосрочной работоспособности системы. В данной работе будет рассмотрена реконструкция электрической части ПС 110/6 кВ «Киноплёнка», включающая в себя замену устаревшего оборудования, увеличение мощности и обеспечение безопасной эксплуатации.

Данная работа проводится с целью увеличения энергетической эффективности и снижения эксплуатационных расходов за счёт использования новейших технологий и материалов. В результате реконструкции подстанции ожидается повышение надёжности и качества электроснабжения, улучшение управления системой, снижение потерь электроэнергии и сокращение времени простоя в случае аварийных ситуаций. В работе будет рассмотрена методика проведения реконструкции, выбор нового оборудования и описание процесса его установки и настройки.

Объектом исследования является подстанция 110/6 кВ «Киноплёнка».

Предметом исследования ВКР (выпускной квалификационной работы) по реконструкции электрической части ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» являются процессы и методы реконструкции электрической части подстанции, включая разработку проектной документации, выбор оборудования и технологий, анализ возможных рисков и способов их уменьшения, а также планирование и координация работ.

Цель работы заключается в повышении надёжности и эффективности работы подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка» путем внедрения новых

технологий и оборудования, улучшения схемы электроснабжения, а также снижения расходов на электроэнергию и обслуживание, что обеспечит более стабильную и качественную работу энергосистемы в целом.

На основании поставленной цели необходимо выделить следующие задачи:

- рассчитать нагрузки подстанции и выбрать схемы РУ подстанции;
- выбрать силовые трансформаторы ПС 110/6 кВ «Киноплёнка»;
- рассчитать токи КЗ;
- выбрать электрооборудование ПС 110/6 кВ «Киноплёнка»;
- разработать релейную защиту, молниезащиту и заземление;
- рассчитать экономические параметры проекта.

Практическая значимость данной ВКР заключается в том, что она будет способствовать улучшению работы электрической части ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» и повышению ее надежности и эффективности. Результаты проведенной работы могут быть использованы для модернизации других подстанций и обновления энергетической инфраструктуры в целом.

Кроме того, реконструкция подстанции может привести к сокращению эксплуатационных расходов, улучшению управления системой, снижению потерь электроэнергии и сокращению времени простоя в случае аварийных ситуаций. Это позволит снизить затраты на электроэнергию для конечных потребителей и улучшить качество электроснабжения.

1 Проведение расчета нагрузок подстанции

Расчет электрических нагрузок является одним из важных этапов проектирования электрических систем и объектов электроэнергетики. Этот расчет позволяет определить необходимую мощность и силу тока для обеспечения работы электрических устройств.

При расчете электрических нагрузок на понизительной подстанции необходимо учитывать все потребители электроэнергии, подключенные к данной подстанции. Для расчета суммарной нагрузки на подстанцию необходимо знать мощности каждого потребителя, а также их режим работы. В зависимости от этого может быть определена максимальная нагрузка на подстанцию и необходимая мощность трансформатора.

ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» введена в эксплуатацию в 1970 году.

Существующих недостатков масляных выключателей «лишены вакуумные и элегазовые выключатели. Таким образом, необходимо заменить существующие маломасляные выключатели на вакуумные и элегазовые выключатели, что повысит надежность подстанции, снизит затраты на техническое обслуживание» [2].

График полной мощности 110/6 кВ «Киноплёнка».

График нагрузки подстанции представляет собой графическое отображение количества электроэнергии, потребляемой потребителями ПС в течение определенного периода времени, обычно за сутки или за неделю. График нагрузки позволяет оценить суточный или недельный режим работы подстанции, определить максимальную и среднюю мощность потребления, а также выявить пики нагрузки.

График нагрузки подстанции является важным инструментом для планирования работы энергосистемы и обеспечения ее стабильной работы. Он позволяет прогнозировать изменения нагрузки на будущее, что необходимо для подготовки к возможным сбоям в работе электрической системы и решения проблем с электропитанием.

На основе графика нагрузки можно проанализировать режим работы подстанции и определить возможность увеличения ее мощности. Это может быть необходимо в случае увеличения числа потребителей электроэнергии или изменения режима работы существующих потребителей.

Также график нагрузки подстанции может быть использован для оптимизации работы электрических систем в целом. Например, если на графике наблюдается пиковая нагрузка в определенное время суток, можно провести работы по снижению нагрузки в этот период.

Таким образом, график нагрузки подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка» является важным инструментом для планирования работы энергосистемы, обеспечения ее стабильной работы и оптимизации энергопотребления.

График нагрузки для ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» требуется для проверки на перегрузку силовых трансформаторов на ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» и выбора силовых трансформаторов. Полная мощность ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» зимой и летом дана в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Мощность ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» зимой

Час	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	8–9	9–10	10–11	11–12
$\text{tg}\varphi_{\text{свi}}$	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72
$P_{\Sigma\text{псi}}$	27,3	26,7	25,1	25,6	22,8	22,8	22,4	30,5	37,4	36,9	31,7	32,3
$S_{(i)}$	33,6	32,9	30,8	31,5	28,1	28,1	27,6	37,4	45,9	45,2	39,0	39,7
Час	12–13	13–14	14–15	15–16	16–17	17–18	18–19	19–20	20–21	21–22	22–23	23–24
$\text{tg}\varphi_{\text{свi}}$	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma\text{псi}}$	37,2	37,2	36,1	36,1	35,5	32,4	26,7	27,8	30,9	30,9	27,0	27,0
$S_{(i)}$	45,6	45,6	44,3	44,3	43,5	39,7	32,9	34,2	37,9	37,9	33,2	33,2

Таблица 2 – Мощность ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» в летом

Час	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	8–9	9–10	10–11	11–12
$\text{tg}\varphi_{\text{свi}}$	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma\text{псi}}$	33,2	33,1	32,3	32,4	31,1	31,1	39,7	39,7	42,1	41,9	40,2	40,5
$S_{(i)}$	40,8	40,7	39,7	39,9	38,3	38,3	48,6	48,6	51,6	51,3	49,4	49,7
Час	12–13	13–14	14–15	15–16	16–17	17–18	18–19	19–20	20–21	21–22	22–23	23–24
$\text{tg}\varphi_{\text{свi}}$	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma\text{псi}}$	42,1	42,1	41,1	41,1	40,7	40,5	34,5	36,9	35,7	35,7	32,8	32,8
$S_{(i)}$	51,6	51,6	50,5	50,5	50,0	49,7	42,5	45,2	43,7	43,7	40,3	40,3

График нагрузки подстанции приведен на рисунке 1.

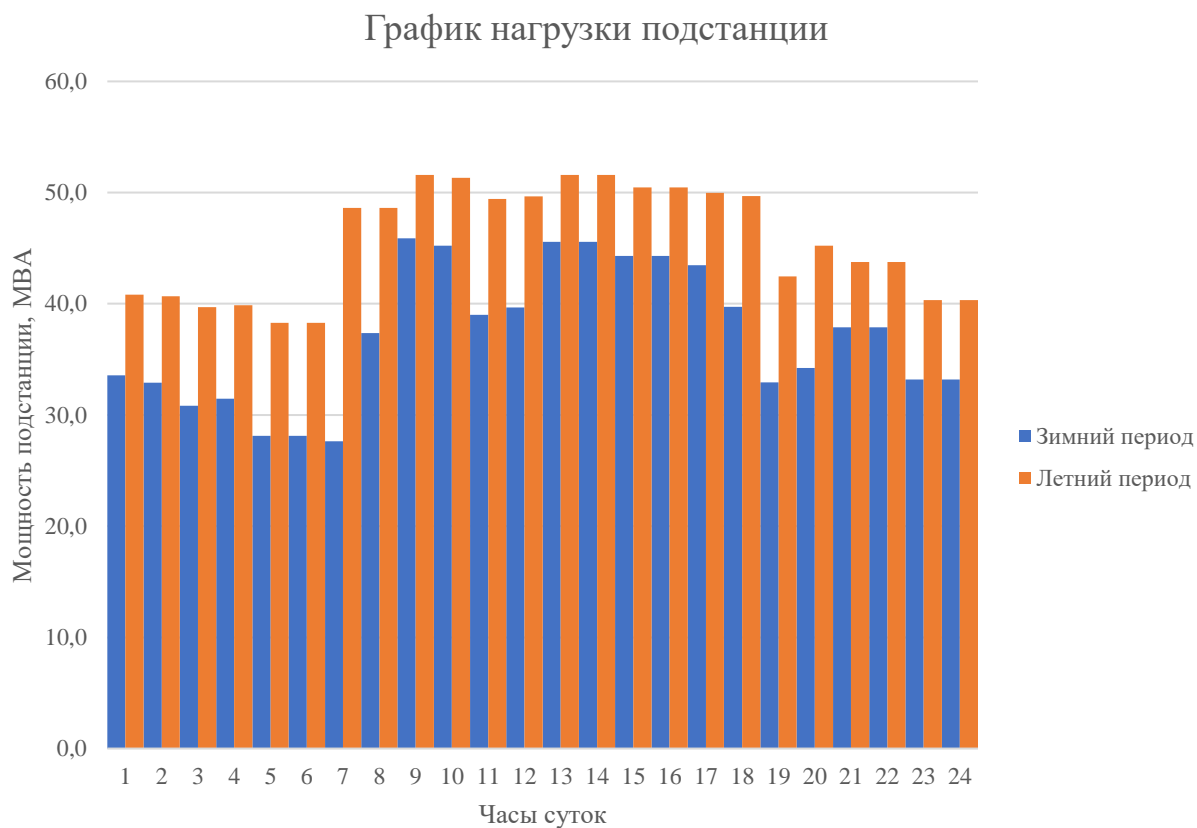


Рисунок 1 – График нагрузки подстанции 110/6 кВ «Кинопленька»

Выводы по разделу.

В первом разделе ВКР построен график нагрузки рассматриваемой подстанции 110/6 кВ «Кинопленька» и определена максимальная нагрузка после реконструкции. На основании данных расчетов будет далее выбрано основное оборудование подстанции, включая силовые трансформаторы.

2 Выбор схем главных электрических соединений

Схемы РУ необходимо выбирать на основании рекомендаций, изложенных в СТО 56947007–29.240.30.010–2008 [23].

Выбор электрических схем распределительных устройств (РУ) зависят от множества факторов, включая мощность нагрузки, тип и характер нагрузки, технологические процессы, уровень надежности электроснабжения, эксплуатационные условия и т.д.

Одним из ключевых параметров является мощность нагрузки, которая определяет необходимость использования определенных типов схем РУ.

Тип и характер нагрузки также оказывают влияние на выбор схемы РУ.

Наконец, уровень надежности электроснабжения также является фактором, который необходимо учитывать при выборе схемы РУ. Для систем, где необходимо обеспечивать высокую надежность электроснабжения, могут применяться схемы с двойными и тройными независимыми источниками питания, с автоматическим переключением на резервный источник в случае отключения основного.

Таким образом, выбор оптимальной схемы РУ является комплексным процессом, который требует учета многих факторов и основывается на анализе специфических требований и условий конкретного объекта.

Учитывая типовые схемы, приведенные в СТО 56947007–29.240.30.010–2008 «для напряжений 110 кВ и 6 кВ и с учетом количества присоединений на сторонах ВН и НН подстанции предусматриваются следующие схемы распределительных устройств» [23].

«При шести присоединениях ОРУ 110 кВ (4 ВЛ 110 кВ и 2 силовых трансформатора) выполняется по схеме 110–13Н «Две рабочие и обходная система шин» (рисунок 2)» [23].

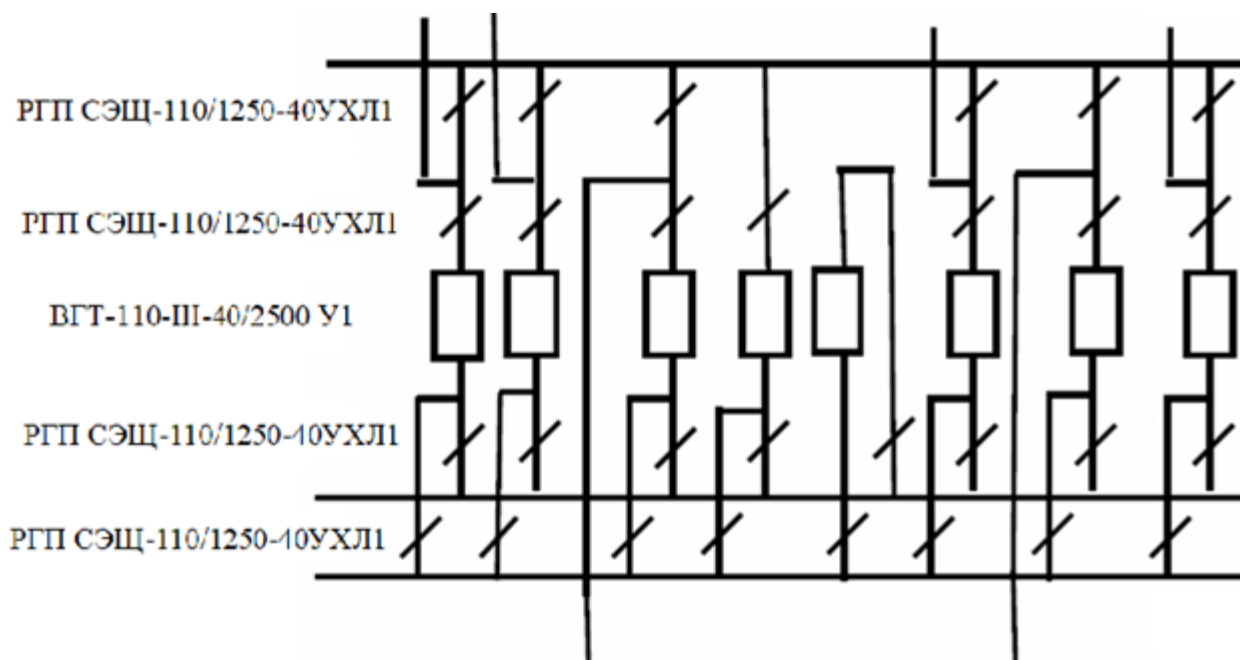


Рисунок 2 – Схема 110–13Н

Схема 110–13Н является одной из самых распространенных схем в электроэнергетике и используется для распределительных устройств напряжением 110 кВ. Далее приведем ее достоинства и недостатки.

Достоинства:

- высокая надежность в работе, так как в этой схеме применяется двойное питание от двух разных источников электроэнергии. При отключении одного источника электропитания, электрические нагрузки автоматически переключаются на второй источник;
- простота конструкции, что обеспечивает легкость монтажа и эксплуатации;
- меньшее количество компонентов, чем в других схемах, что уменьшает затраты на обслуживание и ремонт.

Недостатки:

- высокая стоимость оборудования, так как необходимо использовать два трансформатора и два выключателя для каждого узла схемы;
- схема занимает большое пространство, что может быть проблемой при строительстве новых подстанций в ограниченных пространственных условиях;

– низкая экономичность в использовании мощности, так как схема используется только для средних и низких мощностей.

Таким образом, Схема 110–13Н является надежной и простой в использовании схемой, но она также имеет некоторые ограничения, которые могут быть важны при выборе схемы для распределительных устройств.

«В соответствии с ТЗ, схема РУ–6 кВ принимается по схеме №6–2 «Две, секционированные выключателем системы шин» (рисунок 3) [23].

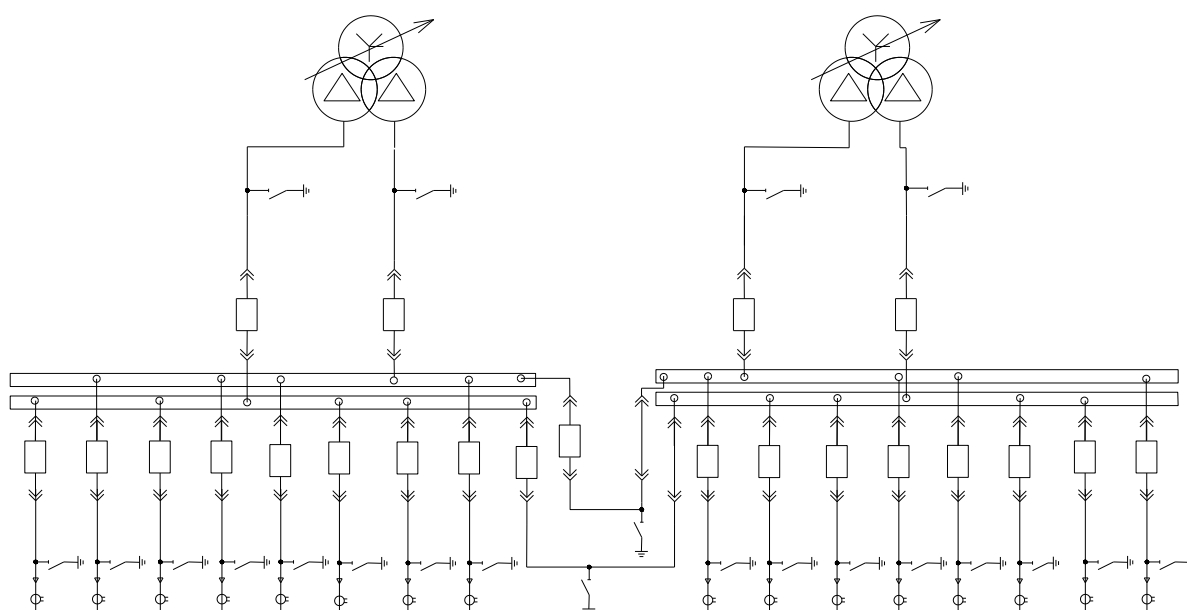


Рисунок 3 – Схема РУ НН подстанции

«Применяется при 2-х трансформаторах, присоединенных к одной секции» [1].

В нормальном режиме работы, секционный выключатель находится в отключенном состоянии, что гарантирует безопасность и предотвращает возможность перегрузки.

Питание потребителей при отключении одного из вводов подстанции возможно благодаря тому, что потребители подключены парными линиями электропередач к различным сборным шинам, что исключает возможность нарушения электроснабжения потребителей в случае вывода одной из СШ в ремонт. Таким образом, использование секционного выключателя и

предусмотренной схемы подключения линий электропередач обеспечивает надежную и безопасную работу системы электроснабжения, а также минимизирует риск нарушения электроснабжения при выводе одной из линий в ремонт.

Схема №6-2 широко используется для распределительных устройств напряжением 6 кВ. Далее рассматриваются ее достоинства и недостатки.

Достоинства [1]:

- надежность в работе, так как в этой схеме используется заземленный нейтральный проводник. Если происходит короткое замыкание между фазным проводником и землей, то ток короткого замыкания увеличивается, что вызывает автоматическое срабатывание защиты и отключение оборудования;
- простота конструкции и монтажа, что уменьшает затраты на строительство и эксплуатацию.

Недостатки [1]:

- ограниченное количество фаз, что ограничивает возможности использования этой схемы в распределительных устройствах с высоким напряжением;
- недостаток емкости заземления нейтрали, что может приводить к перенапряжениям на оборудовании в случае неисправности заземления;
- высокая вероятность возникновения перенапряжения между фазными проводниками и нейтральным проводником, что может привести к повреждению оборудования.

Таким образом, схема №6-2 является простой и надежной схемой, которая хорошо подходит для использования в распределительных устройствах напряжением 6 кВ, но она также имеет некоторые ограничения, которые могут быть важны при выборе схемы для распределительных устройств.

«Чтобы избежать полного отключения распределительного устройства

при замыкании в зоне сборной шины (СШ) и обеспечить возможность ремонта ее по частям, применяют секционирование СШ - разделение ее на несколько частей с помощью установки в точках деления секционных выключателей. Редко можно встретить устройства, СШ которых секционируются через разъединители. Секционирование необходимо производить таким образом, чтобы каждая часть СШ имела собственные источники электроэнергии и соответствующую нагрузку. Присоединения распределительного устройства между СШ также распределяются так, чтобы при вынужденном отключении одной из частей СШ не было нарушено электроснабжение потребителей» [1].

Выводы по разделу.

В разделе два работы по реконструкции ПС 110/6 кВ «Кинопленька» выбраны схемы распределительных устройств. Для оборудования РУ ВН использовалась схема 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин», которая предполагает наличие двух независимых рабочих систем шин и одной обходной. Для оборудования РУ НН принята типовая схема №6-2 «Две, секционированные выключателем системы шин», которая также предусматривает наличие двух независимых систем шин, разделенных секционирующими выключателями. Каждая из схем имеет свои достоинства и недостатки, которые были учтены при выборе конкретной схемы для данной подстанции.

3 Определение мощности трансформаторов подстанции

3.1 Определение силовых трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов для электрических подстанций является одним из важных этапов проектирования. Силовые трансформаторы предназначены для преобразования напряжения на высоковольтной стороне до уровня, пригодного для использования на низковольтной стороне.

При выборе силовых трансформаторов учитываются следующие факторы: требуемая мощность на низковольтной стороне, требуемое напряжение на низковольтной стороне, частота питающей сети, класс точности, условия эксплуатации, стоимость и т.д.

Основные параметры силовых трансформаторов включают в себя номинальную мощность, номинальное напряжение, частоту, класс точности, габаритные размеры, массу, потери в обмотках и железе, коэффициент напряжения короткого замыкания, коэффициент трансформации и другие параметры.

Выбор силовых трансформаторов должен осуществляться с учетом требований нормативной документации и правил безопасности, а также с учетом возможных изменений в будущем.

«Так как потребители подстанции относятся к потребителям I, II и III категорий по надежности электроснабжения, то для установки на подстанции принято 2 силовых трансформатора» [1].

«Мощность трансформаторов на ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» определяется из условия перегрузки в послеаварийном режиме на 40%» [14]. «Таким образом в нормальном режиме трансформаторы будут загружены на 70%, тогда» [29]:

$$S_{\text{н.т.}} \geq \frac{S_{\text{п}}}{N \cdot K_{\text{зН}}}, \quad (1)$$

где S_p – «суммарная максимальная мощность потребителей подстанции, кВА» [29];

N – «количество трансформаторов на ПС» [29];

$K_{3Н}$ – «коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, $K_{3Н} = 0,7$ » [6];

$$S_{н.т.} \geq \frac{51,6}{2 \cdot 0,7} = 36,9 \text{ МВА.}$$

«Принимается решение об установке на ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» двух трансформаторов ТРДН–40000/110/6 У1, мощностью $S_{HT} = 40000$ кВА и тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме» [2]:

$$K_{3Н} = \frac{S_{\Sigma 35}}{N \cdot S_{HT}}, \quad (2)$$

$$K_{3Н} = \frac{51,6}{2 \cdot 40} = 0,645.$$

«Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме» [2]:

$$K_{3П} = \frac{S_{\Sigma 35}}{(N - 1) \cdot S_{HT}}, \quad (3)$$

$$K_{3П} = \frac{51,6}{(2 - 1) \cdot 40} = 1,29.$$

«Технические характеристики трансформаторов, которые приняты к установке на подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка», принимаются согласно» [20] и сводятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Параметры трансформаторов ТРДН–40000/110/6 У1

Технические характеристики	Величина
Номинальная мощность	40000 кВА
Номинальное напряжение ВН	115 кВ
Номинальное напряжение НН	6,3 кВ
Потери ХХ	22,0 кВт
Потери КЗ	170,0 кВт
Напряжение КЗ	10,5 %
Ток ХХ	0,28 %

3.2. Выбор ТСН подстанции

Трансформаторы собственных нужд – это устройства, которые используются для питания технических средств подстанции (освещение, вентиляция, обогрев, охлаждение, системы контроля и управления и т.д.) и не связаны с передачей электроэнергии на удаленные потребители.

При выборе трансформаторов собственных нужд необходимо учитывать мощность, напряжение и ток, необходимые для питания технических средств подстанции. Размеры, массу, стоимость и другие характеристики трансформаторов также могут играть важную роль при выборе.

Кроме того, следует учитывать надежность и безопасность трансформаторов, а также их соответствие нормам и требованиям безопасности и нормам по энергосбережению.

В итоге, выбор ТСН для подстанции должен быть основан на технических расчетах и анализе соответствующих характеристик и требований.

«На всех двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два ТСН. На ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» мощность ТСН выбирается по условию» [3]:

$$S_{\text{ТСН}} = S_{\text{расч}} / K_{\text{П}}; \quad (4)$$

где $K_{\text{П}}$ – коэффициент перегрузки, $K_{\text{П}} = 1,4$;

$S_{\text{расч}}$ – мощность потребителей с.н., кВА [3];

$$S_{\text{расч}} = K_c \cdot S_{\text{с.н.}}; \quad (5)$$

где $S_{\text{с.н.}}$ – мощность механизмов с.н, $S_{\text{с.н.}} = 300$ кВА;

K_c – коэффициент спроса, $K_c = 0,8$.

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot 300 = 240 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{ТСН}} = 240 / 1,4 = 171 \text{ кВА}.$$

Принимаются 2 трансформатора ТМГ–250/6/0,4 У3. Параметры ТСН даны в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры ТСН

Технические характеристики	Величина
Мощность	250 кВА
«Номинальное напряжение ВН» [3]	6,3 кВ
«Номинальное напряжение НН» [3]	0,4 кВ
Потери ХХ	0,74 кВт
Потери КЗ	3,7 кВт
Напряжение КЗ	4,5 %
Ток ХХ	2,3 %
«Схема и группа соединения обмоток» [3]	Y/Y–0

Выводы по разделу.

В третьем разделе ВКР выбраны трансформаторы ПС 110/6 кВ «Киноплёнка». Принято решение установить на данной подстанции два трансформатора ТРДН–40000/110/6 У1. Кроме того, для электроснабжения с.н. ПС выбраны силовые трансформаторы ТМГ–250/6/0,4 У3. Эти трансформаторы были выбраны на основе тщательных расчетов и анализа технических параметров, учитывая требования к надежности и эффективности работы подстанции.

4 Расчет токов КЗ

4.1 Осуществление проверки питающей линии

«Сечения проводов ЛЭП от ПС 220/110/35/10 кВ «Тверицкая» до ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» в нормальном режиме определяются по ЭПТ» [3]:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{МАХ.норм}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (6)$$

где $I_{\text{МАХ.норм}}$ – «максимальный ток нормального режима, кА» [15];

$j_{\text{ЭК}}$ – «экономическая плотность тока, А/мм²» [15].

«Максимальный ток нормального рабочего режима» [16]:

$$I_{\text{МАХ.норм}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (7)$$

где $S_{\text{н.т.}}$ – «номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка», МВА» [16];

$U_{\text{ВН}}$ – «напряжение питающей ЛЭП, кВ» [16];

$n_{\text{ц}}$ – «число цепей питающей ЛЭП» [16].

«По экономическому сечению принимают ближайшее стандартное сечение проводника» [15]. «Выполняется расчет для питающих ЛЭП 110 кВ до подстанции» [16]:

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 147,1 \text{ А},$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{147,1}{1,1} = 133,7 \text{ мм}^2,$$

«принимаются провода АС–150/24, длительно допустимый ток которых составляет 450 А» [3].

«Выбранное сечение должно удовлетворять условию нагрева» [15]:

$$I_{MAX} \leq I_{ДОП}, \quad (8)$$

где $I_{ДОП}$ – «длительно допустимый ток провода» [5];

I_{MAX} – «максимальный ток послеаварийного режима, кА» [16];

$$I_{MAX} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot (n_{ц} - 1)}, \quad (9)$$
$$I_{MAX} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2 - 1)} = 294,4 \text{ А.}$$

Тогда

$$I_{MAX} = 294,4 \text{ А} \leq I_{ДОП} = 450 \text{ А.}$$

4.2 Расчет токов КЗ

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) является одним из важнейших этапов проектирования электрических систем и оборудования. ТКЗ возникает в случае случайного замыкания электрической цепи на короткое расстояние, что приводит к появлению очень высокого тока, который может привести к разрушению оборудования и нанесению вреда жизни и здоровью людей.

Расчет ТКЗ проводится с целью определения максимальных токов, которые могут протекать через оборудование в случае короткого замыкания. Расчет проводится на основе данных о параметрах оборудования и схеме электрической сети, а также учитывает характеристики и длительность возможных коротких замыканий.

Для расчета ТКЗ используются различные методы, включая методы теоретических расчетов и методы экспериментальных исследований [30].

Расчет токов короткого замыкания является важным этапом проектирования, который необходимо проводить для обеспечения безопасности эксплуатации электрооборудования и снижения рисков возникновения аварийных ситуаций.

«На основании схемы ПС вычерчивается расчетная схема электроустановки (рисунок 4). На схеме указывают точки КЗ, среднее напряжение на СШ согласно РД 153–34.0–20.527–98, параметры элементов, которые требуются для расчета сопротивлений энергосистемы, ЛЭП, трансформаторов» [18].

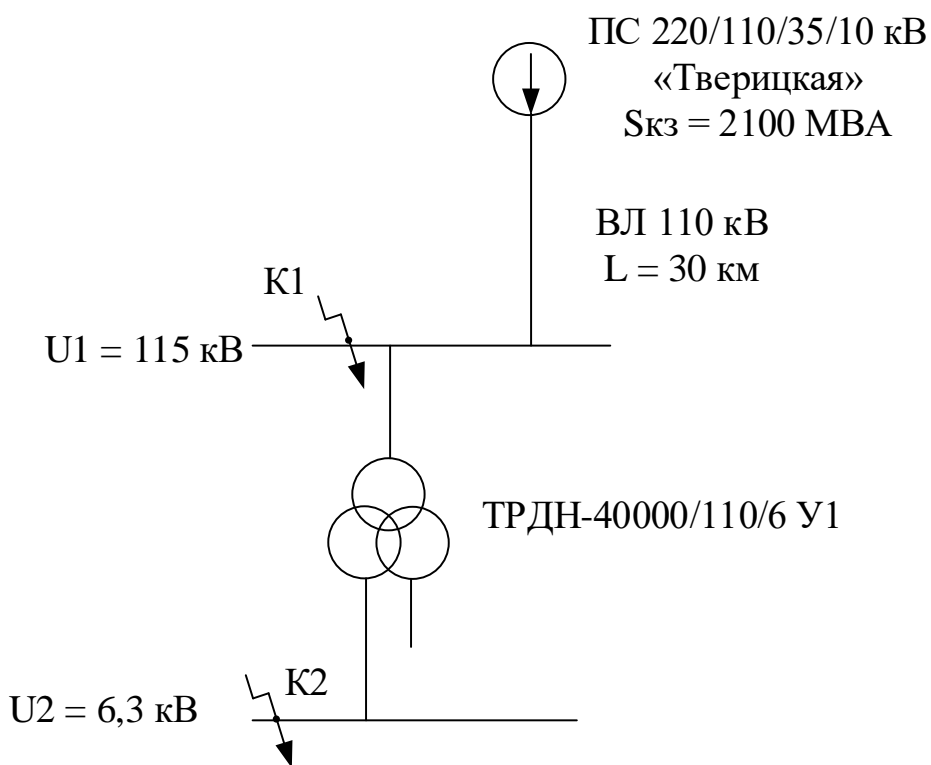


Рисунок 4 – Расчетная схема

«По расчетной схеме строится схема замещения (рисунок 5)» [7].

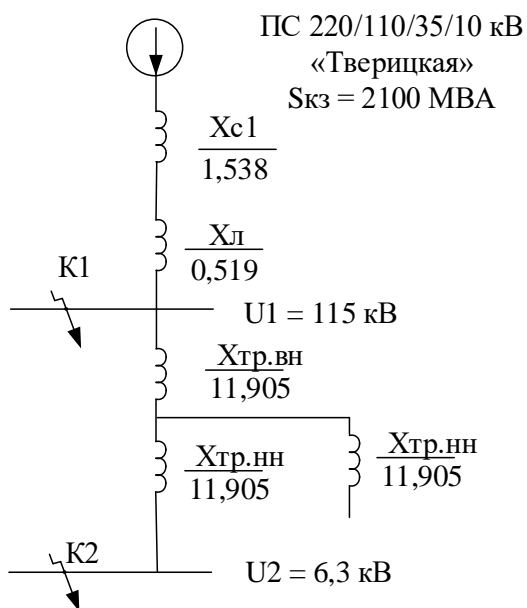


Рисунок 5 – Схема замещения

«Удельное индуктивное сопротивление воздушных линий электропередач, выполненной проводом АС–150/24 составляет» [7]:

$$x_{уд} = 0,425 \text{ Ом/км.}$$

«Определяются индуктивные сопротивления схемы замещения, приведенные к базовой мощности» [7]:

$$x_c = \frac{S_{\text{б}}}{S_c}, \quad (10)$$

где S_c – «мощность КЗ на сборных шинах 110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ «Тверицкая», согласно данным филиала «Россети Центр» – «Ярэнерго» $S_c = 2100 \text{ МВА}$ » [7];

$$x_c = \frac{1000}{2100} = 0,476,$$

$$x_{л} = x_{уд} \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср.К1}}^2}, \quad (11)$$

где l_w – «длина линии 110 кВ, $l_w = 30$ км» [7];

$$x_l = 0,425 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,964.$$

«Используя каталожные данные, определим удельное сопротивление обмоток трансформатора подстанции приведенное к базовому» [10]:

$$x_{\text{тр.вн}} = 0,125 \cdot \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Ном}}}, \quad (12)$$

$$x_{\text{тр.вн}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,328.$$

$$x_{\text{тр.вн}} = 1,75 \cdot \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Ном}}}, \quad (13)$$

$$x_{\text{тр.нн}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,594.$$

«Упрощаем схему до простейшего вида в точке КЗ 1 (рисунок 6)» [7]:

$$x_1 = x_c + x_l, \quad (14)$$

$$x_1 = 0,476 + 0,964 = 1,440.$$

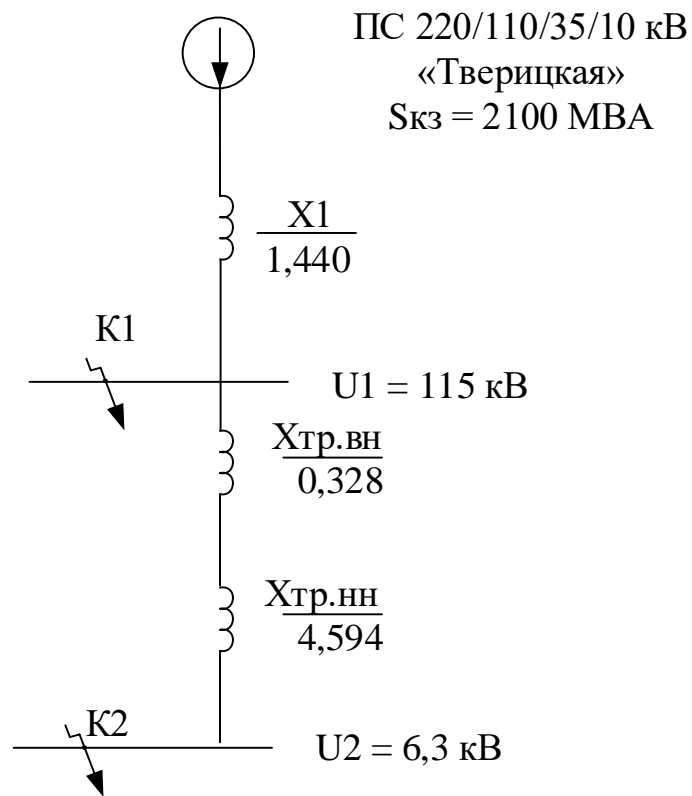


Рисунок 6 – Упрощенная схема

«Далее схема упрощается до простейшего вида в точке КЗ К2 (рисунок 7)» [7].

$$x_2 = x_1 + x_{\text{тр.вн}} + x_{\text{тр.нн}}, \quad (15)$$

$$x_2 = 1,440 + 0,328 + 4,594 = 6,362.$$

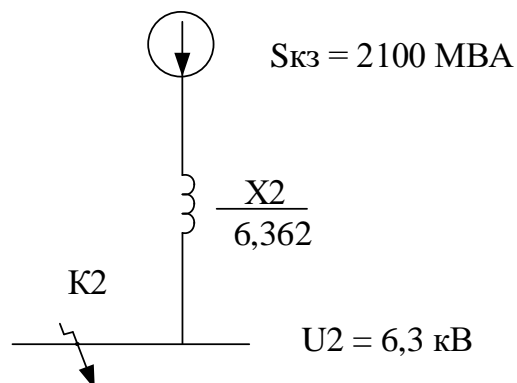


Рисунок 7 – Упрощенная схема

Базисный ток - это номинальный ток, который используется для расчета характеристик защитных устройств в электрических сетях. Он определяется исходя из номинальной мощности трансформатора и напряжения на его высоковольтной стороне [8]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срКЗ}}}, \quad (16)$$

для РУ 110 кВ

$$I_{61} = \frac{1000}{1,73 \cdot 115} = 5,026 \text{ кА},$$

для РУ 6 кВ

$$I_{62} = \frac{1000}{1,73 \cdot 6,3} = 91,752 \text{ кА}.$$

«Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для момента времени $t = 0$, то есть в момент возникновения тока КЗ» [18]:

$$I_{\text{п0}} = \frac{E'' \cdot I_6}{X_{\Sigma}}, \quad (17)$$

где E'' - «ЭДС системы, $E''=1$ » [9];

для РУ 110 кВ

$$I_{\text{п0}} = \frac{1,0 \cdot 2,026}{1,440} = 1,4 \text{ кА},$$

для РУ 6 кВ

$$I_{п0} = \frac{1,0 \cdot 91,752}{6,362} = 14,4 \text{ кА.}$$

«Номинальный ток» [10]:

$$I'_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{кз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сп1}}}, \quad (18)$$

где $S_{\text{кз}}$ – «мощность КЗ на сборных шин РУ 110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ «Тверицкая» $S_{\text{кз}} = 2100 \text{ МВА}$ » [7];

для РУ 110 кВ

$$I'_{\text{ном}} = \frac{2100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 10,6 \text{ кА,}$$

для РУ 6 кВ

$$I'_{\text{ном}} = \frac{2100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 192,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания (УТКЗ) - это ток, который возникает в цепи короткого замыкания сразу после возникновения этого замыкания. УТКЗ характеризуется высокой амплитудой и короткой длительностью, обычно не превышающей нескольких миллисекунд. УТКЗ может негативно повлиять на оборудование и провода, поэтому при проектировании электрической сети необходимо учитывать возможные значения УТКЗ и выбирать соответствующее оборудование и провода. Вычисляется по формуле [9]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot K_{\text{y}}, \quad (19)$$

где K_y – «ударный коэффициент, для напряжений 110 кВ $K_y = 1,717$, для напряжения 6 кВ $K_y = 1,935$ » [9];

для РУ 110 кВ

$$i_{удк1} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 1,717 = 3,4 \text{ кА},$$

для РУ 6 кВ

$$i_{удк1} = \sqrt{2} \cdot 14,4 \cdot 1,935 = 39,4 \text{ кА}.$$

Выводы по разделу.

В четвертом разделе ВКР проведен расчет токов КЗ на СШ 110 кВ и 6 кВ рассматриваемой подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка» на основании данных, полученных ранее. Результаты расчетов были сведены в таблицу, которая отражает значения базисных токов и ударных токов КЗ для различных участков СШ. Полученные результаты позволяют определить необходимые параметры защиты электроустановок подстанции при возникновении КЗ, такие как выбор типов и настроек релейной защиты, выбор трансформаторов тока и других защитных средств. Проведенный расчет необходим для правильности выбора типов и параметров электрооборудования ПС.

5 Выбор электрического оборудования подстанции

5.1 Расчет токов максимального режима в РУ подстанции

«Ток нормального режима цепей трансформатора на стороне ВН» [11]:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{н.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (20)$$
$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 147,1 \text{ А.}$$

«Ток утяжеленного режима цепей питающих линий на стороне ВН» [11]:

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (21)$$
$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294,2 \text{ А.}$$

«Аналогично определяются токи на стороне НН трансформатора. Ток нормального режима цепей трансформатора на стороне НН» [11]:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1284,5 \text{ А.}$$

«Ток утяжеленного режима цепей питающих линий на стороне» НН [11]:

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 2569,0 \text{ А.}$$

Исходя из результатов расчетов, в следующей главе работы будет произведен выбор электрооборудования для РУ 110 кВ и 6 кВ ПС.

5.2 Выбор оборудования РУ 110 кВ ПС 110/6 кВ «Киноленка»

Для установки на ОРУ–110 кВ намечаются элегазовые выключатели ВГТ–110–III–40/2500 УХЛ1 и разъединители РГП–СЭЩ–110/1250 УХЛ1.

Элегазовые выключатели 110 кВ – это высоковольтные газоизолированные выключатели, которые используются для управления и защиты системы электроснабжения напряжением 110 кВ. Они работают на основе принципа газового разряда, который обеспечивает высокую надежность и эффективность работы. Элегазовые выключатели обеспечивают быстрое и безопасное отключение и включение электрических цепей при необходимости. Кроме того, они имеют низкую стоимость обслуживания, что делает их экономически выгодными.

В элегазовых выключателях 110 кВ используется смесь изолирующих газов, таких как серафтор, фреон и гексафторид серы, которые обеспечивают высокую эффективность и безопасность работы.

В случае возникновения перегрузки или короткого замыкания в сети, элегазовые выключатели могут быстро и точно обнаружить проблему и отключить электрический ток.

Одним из главных преимуществ элегазовых выключателей 110 кВ является их компактность и малый вес, что позволяет устанавливать их на различных типах опор и конструкций. Они также обладают высокими характеристиками изоляции и стойкостью к атмосферным воздействиям, что обеспечивает долговечность и надежность работы.

Однако элегазовые выключатели 110 кВ имеют некоторые недостатки. Они требуют более высоких начальных затрат на установку и настройку, чем обычные воздушные выключатели. Кроме того, они могут быть более

сложными в эксплуатации и требуют обслуживания специально обученного персонала.

Для выбора подходящих выключателей необходимо учитывать ряд условий и требований. Они могут включать в себя максимальный ток нагрузки, напряжение сети, количество операций коммутации, тип используемой среды, климатические условия эксплуатации и другие факторы. Важно выбирать выключатели, которые соответствуют требованиям безопасности, надежности и эффективности в работе. Выбор осуществляется по [9]:

– по номинальному напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (22)$$

– по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (23)$$

где $I_{\text{мах}}$ – ток максимального режима, А;

– по предельному сквозному току [9]

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п.0}}, \quad (24)$$

– по электродинамической стойкости [9]

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \quad (25)$$

– в зависимости от требуемой термической стойкости при токах КЗ [9]:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{тер}}$ и $t_{\text{тер}}$ – максимальный ток термической стойкости и время, в течении которого аппарат сможет его выдержать;
 B_k – тепловой импульс [9],

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (27)$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения выключателя, $t_{\text{отк}} \approx 0,2$ с;

T_a – постоянная, $T_a = 0,03$ с;

$$B_k = 1,4^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 0,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В таблице 5 производится сравнение параметров выбранных выключателей с расчетными значениями. Таким образом, таблица 6 позволяет оценить соответствие выбранных выключателей требованиям.

Таблица 5 – Выбор выключателей и разъединителей 110 кВ проектируемой подстанции

Расчётные данные	Выключатель ВГТ-110-III-40/2500 УХЛ1	Разъединитель РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1
$U_{\text{уст}}=110$ кВ	$U_{\text{ном}}=110$ кВ	$U_{\text{ном}}=110$ кВ
$I_{\text{мах}}=294,2$ А	$I_{\text{ном}}=2500$ А	$I_{\text{ном}}=1250$ А
$I_{\text{по}}=1,4$ кА	$I_{\text{дин}}=40$ кА	–
$i_y=3,4$ кА	$i_{\text{дин}}=102$ кА	$i_{\text{дин}}=100$ кА
$B_k=0,5$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 100^2 \cdot 1 = 10000$ кА ² ·с

Таблица 6 содержит основные технические характеристики выбранного для установки на подстанцию 110/6 кВ «Киноплёнка» выключателя ВГТ-110-III-40/2500 УХЛ1.

Таблица 6 – Основные технические характеристики выключателя ВГТ–110–III–40/2500 УХЛ1

Наименование параметра	Величина
«Номинальное напряжение, кВ» [26]	110
«Наибольшее рабочее напряжение, кВ» [26]	126
Номинальный ток, А	2500
Номинальный ток отключения, кА	40
Ток включения, кА:	–
наибольший ток	102
начальное действующее значение периодической составляющей	40
Сквозной ток короткого замыкания, кА:	–
наибольший пик	102
начальное действующее значение периодической составляющей	40
ток термической стойкости	40
время протекания термической стойкости, с	3
«Номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %, не более» [26]	40
«Ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А, не более» [26]	31,5
«Ток одиночной конденсаторной батареи с глухозаземленной нейтраль, отключаемый без повторных пробоев, А» [26]	0–300
«Отключаемый индуктивный ток шунтирующего трансформатора, А» [26]	500
«Отключаемый ток намагничивания ненагруженных трансформаторов, А» [26]	8,5
«Собственное время отключения, с» [26]	0,035 _{–0,005}
«Полное время отключения, с» [26]	0,055 _{–0,005}
«Собственное время включения, с, не более» [26]	0,062 _{–0,018}
«Расход элегаза на утечки в год, % от массы элегаза, не более» [26]	0,5
«Давление блокировки (запрет оперирования или отключение выключателя с запретом на включение)» [26]	0,42
«Номинальная величина установившегося значения постоянного тока, потребляемого электромагнитами управления, А, не более» [26]:	2,5
«Количество коммутирующих контактов для внешних вспомогательных цепей» [26]	12 НО+ 12 НЗ+2 Проскальзывающих
«Ток отключения коммутирующих контактов для внешних вспомогательных цепей при напряжении 110/220В, А» [26]:	10/10
«Мощность электродвигателя завода включающих пружин, кВт» [26]:	1,1
«Номинальное напряжение электродвигателя завода включающих пружин, В» [26]:	–
«Трехфазного переменного тока» [26]	230
«Время завода включающих пружин, с, не более» [26]	15
«Напряжение переменного тока подогревательных устройств, В» [26]	230
«Привода» [26]:	–
– «Неотключаемого (антиконденсатного)» [26]	50

Продолжение таблицы 6

Наименование параметра	Величина
– «Основного (автоматически включаемого при низких температурах)» [26]	–
«1–ая ступень обогрева (включается при 0 °С)» [26]	800
«2–ая ступень обогрева (включается при – 20 °С)» [26]	800
«Масса элегаза с полимерной изоляцией, кг» [26]	26,4
«Масса выключателя с приводом и КТТ с полимерной изоляцией, кг» [26]	2520

Выбор разъединителей 110 кВ производится согласно следующим условиям [13]:

- климатические условия: разъединители должны соответствовать климатическим условиям местности, где они будут эксплуатироваться.
- механические нагрузки: разъединители должны быть достаточно прочными и жесткими для выдерживания механических нагрузок, таких как ветровые нагрузки и т.д.
- надежность: разъединители должны быть надежными и иметь длительный срок службы для обеспечения бесперебойной работы сети.
- при выборе разъединителей также учитываются стандарты и нормативные требования, установленные соответствующими организациями и регулирующими органами;
- «по номинальному напряжению» [13]

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (28)$$

- «по номинальному току» [13]

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}, \quad (29)$$

- по электродинамической стойкости» [13]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \quad (30)$$

– «по термической стойкости к токам КЗ» [13]:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (31)$$

Намеченные к установке разъединители РГП–СЭЩ–110/1250 УХЛ1 проверяются по вышеприведенным условиям в таблице 6.

Внешний вид разъединителей представлен на рисунках 8 и 9.

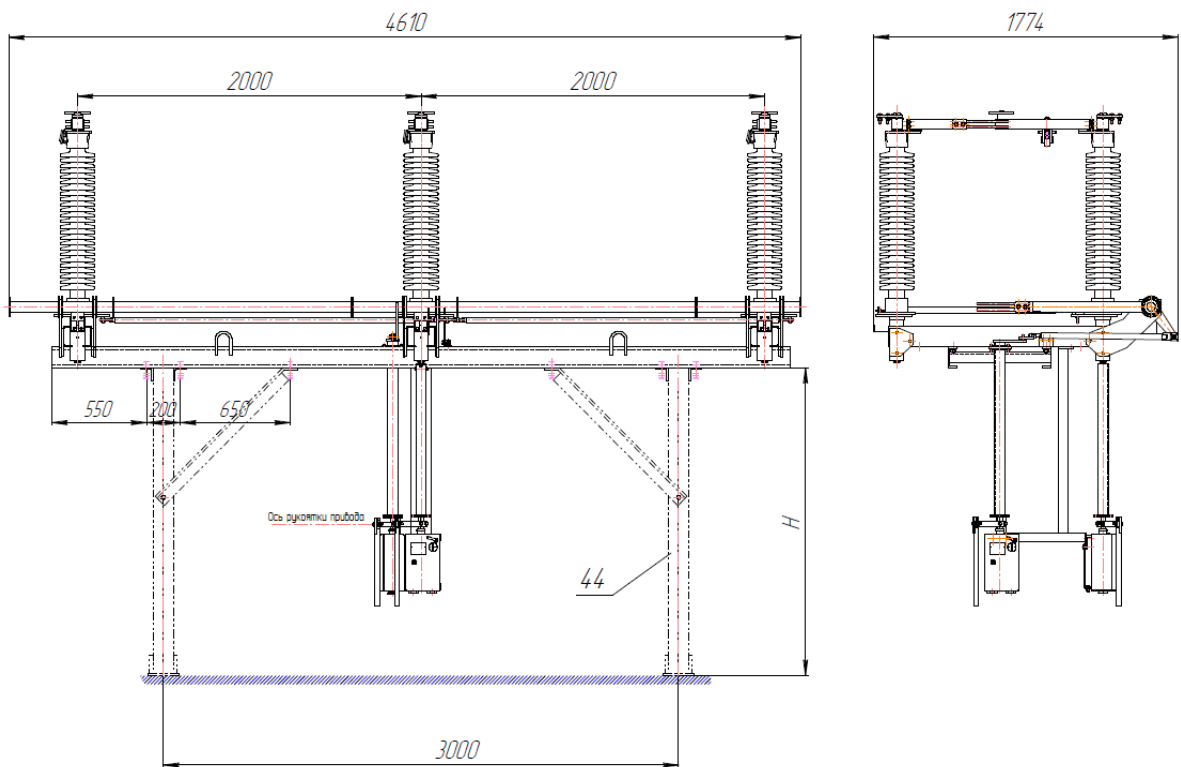


Рисунок 8 – Разъединитель РГП–СЭЩ–110/1250 УХЛ1

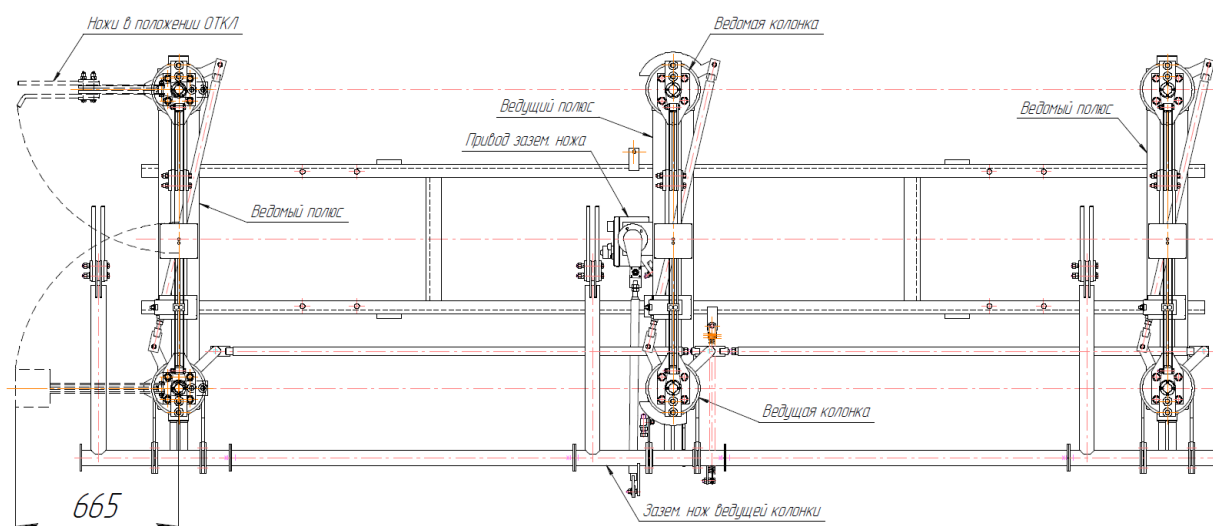


Рисунок 9 – Разъединитель РГП-СЭЦ-110/1250 УХЛ1. Вид сверху

Трансформаторы тока выбираются в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ним в качестве элементов измерительных и защитных систем. Критериями выбора являются:

- номинальный ток, который должен быть соответствующим для обеспечения точности измерения и надежной работы защитных устройств;
- класс точности, который определяет требования к точности измерения тока в трансформаторе;
- количество вторичных обмоток, которое может быть различным в зависимости от числа устройств, подключаемых к трансформатору;
- тип исполнения, который может быть разным в зависимости от условий эксплуатации, например, открытый или закрытый тип, с возможностью установки на открытом воздухе или в закрытом помещении.

Также при выборе трансформаторов тока учитываются нормативные требования, регламентирующие параметры измерительных и защитных устройств, а также требования к безопасности и надежности работы оборудования.

Схема включения КИП приведена на рисунке 10.

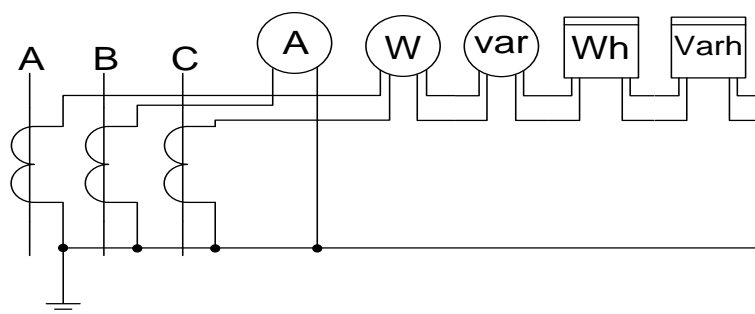


Рисунок 10 – Схема включения КИП в полную звезду

Схема включения измерительной аппаратуры в полную звезду (ПЗ) представляет собой один из способов соединения трансформаторов тока (ТТ) измерительной аппаратуры с целью измерения параметров электрической сети. В данной схеме, первичная обмотка ТТ замкнута в треугольник, а вторичные обмотки ТТ выведены на измерительные устройства и замкнуты на нагрузку в звезду. Такое соединение обусловлено тем, что на первичных обмотках ТТ нагрузки отсутствуют, а на вторичных обмотках они присутствуют, и поэтому для измерения параметров электрической сети нужно вывести вторичные обмотки на измерительные устройства. В результате схема включения измерительной аппаратуры в ПЗ позволяет получить более точные измерения, поскольку позволяет уменьшить ошибку измерения, связанную с ненулевым сопротивлением первичных обмоток ТТ и ТН.

Расчет мощности КИП (контрольно-измерительных приборов) зависит от количества и типа установленных приборов. Для расчета мощности КИП необходимо учитывать мощность каждого прибора в Вт и их количество. Так как согласно рисунку 10 от трансформаторов тока подключены 5 КИП, мощностью 0,5 ВА каждый, то суммарная мощность КИП составляет 2,5 ВА.

«Для того, чтобы обеспечить выбранный класс точности требуется, чтобы расчетное значение нагрузки вторичной цепи было не больше нормированной для требуемого класса точности, таким образом выбор по вторичной нагрузке идет по условию» [17]:

$$z_2 = z_{2\text{НОМ}}.$$

С учетом того, что реактивное сопротивление вторичной нагрузки очень мало, принимается:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (32)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление КИП,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (33)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность КИП;

$I_{2\text{НОМ}}$ – вторичный ток КИП;

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$

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

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (34)$$

«Величина вторичной номинальной нагрузки ТТ с классом точности 0,5 составляет $z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$, тогда» [17]:

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,1 - 0,1 = 1,00 \text{ Ом}.$$

«Определяется сечение соединительных проводов по выражению» [17]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (35)$$

где ρ – «удельное сопротивление провода, $\rho = 0,0175 \frac{\text{См} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ » [17];

$l_{\text{расч}}$ – «расчетное значение длины соединительных проводов, которая учитывает схему включения приборов и ТТ, а также протяженность соединительных проводов» [17].

«Схема включения ТТ – полная звезда. Все фазы ТТ загружены равномерно, $l_{\text{расч}} = l_{\text{пр}} = 120 \text{ м}$ » [31]:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 120}{1,00} = 2,1 \text{ мм}^2.$$

«Согласно условия механической прочности для проводов с медными жилами принимается кабель КРВГ сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$ » [17].

– электродинамическая стойкость

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{y}} = 5,3 \text{ кА};$$

– термическая стойкость

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = 0,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

«В соответствии с вышеизложенным выбираются ТТ 110 кВ в цепи ВЛ (таблица 7)» [30].

Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные ТТ ВН подстанции

Параметры	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$
$I_{мах} \leq I_{1н}, \text{А}$	$I_{мах}=294,2 \text{ А}$	$I_{1н} = 300 \text{ А}$
$i_y \leq i_{дин}, \text{кА}$	$i_y = 3,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 22,5 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	$B_K = 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 45^2 \cdot 4 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2ном}, \text{Ом}$	1,00 Ом	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

Трансформаторы напряжения 110 кВ ПС применяются для измерения напряжения в высоковольтной сети. Они являются частью измерительных цепей и используются для передачи информации об уровне напряжения на приборы и устройства автоматики и защиты. Также трансформаторы напряжения используются для контроля качества электрической энергии и определения уровня напряжения в целях обеспечения безопасности персонала и оборудования. «Схема соединения обмоток трансформатора напряжения «Yн – Yн – разомкнутый Δ» (рисунок 11), что дает возможность получить требуемые фазные и линейные напряжения, а также обеспечивает сработку устройств РЗиА при 1–нофазных замыканиях на землю, которые действуют на отключение в электросетях напряжением 110 кВ» [31].

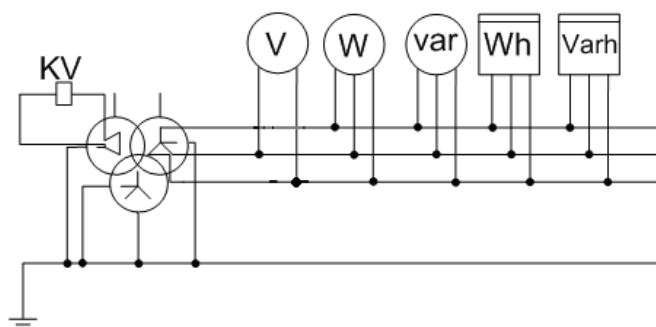


Рисунок 11 – Схема подключения ТН

«Заземление первичной обмотки – рабочее, вторичной – защитное для того, чтобы обеспечить безопасную работу работников при пробое изоляции. Первая вторичная обмотка (соединенная в Yн) предназначена для включения измерительных приборов, а вторая (соединенная в «разомкнутый Δ») применяется для РЗ в трансформаторах напряжения со стороны 110 кВ.

Трансформаторы напряжения подключают к каждой секции СШ для выполнения требований надежности» [31].

«ТН выбирают по значению напряжения: $U_{уст} \leq U_{ном}$ и вторичной нагрузке в требуемом классе точности $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$, а при соединении 1-нофазных ТН в звезду $S_{2ном} = 3 \cdot S_{2нт}$ » [31].

Принимается трансформатор напряжения НКДМ–110У1 (рисунок 12).

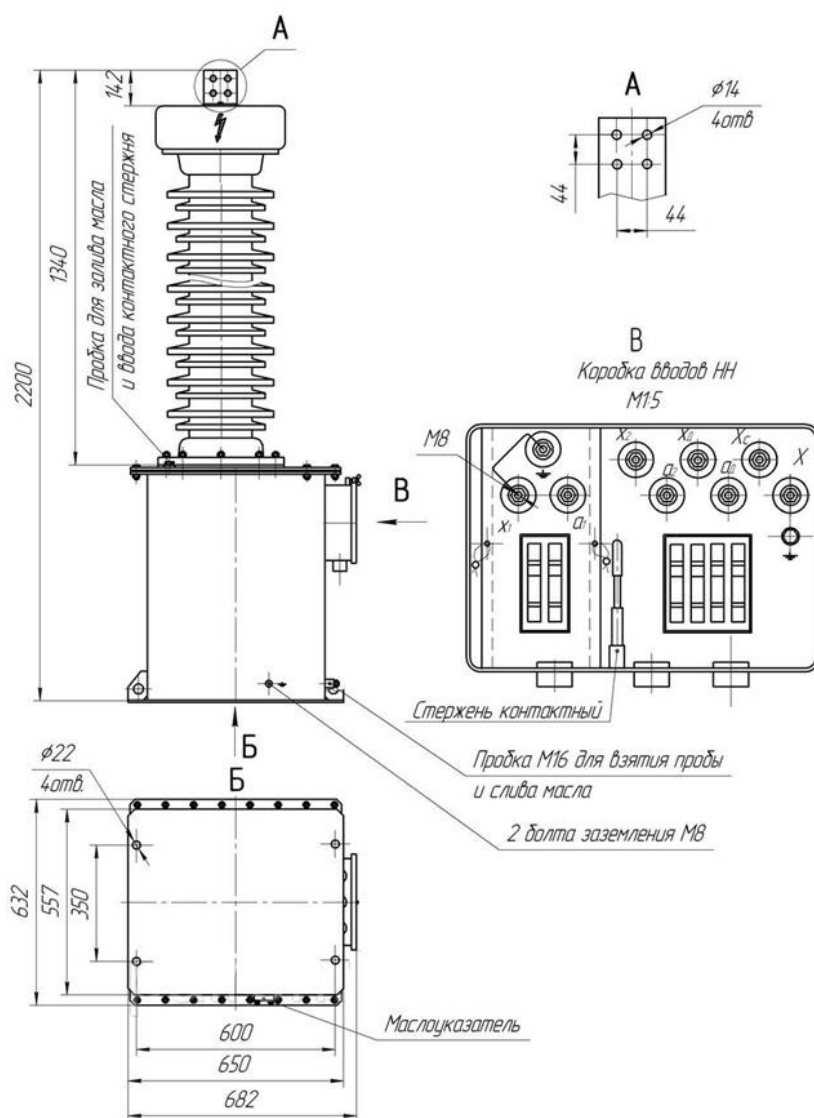


Рисунок 12 – Трансформатор напряжения НКДМ–110У1

«Выбор ограничителя перенапряжения в РУ 110 кВ» [10].

Ограничители перенапряжения (ОПН) в РУ 110 кВ выбираются с учетом условий, обеспечивающих надежную защиту электрооборудования подстанции от повреждений при возникновении грозových перенапряжений.

Остающееся напряжение при грозových перенапряжениях определяется на основе расчета ТКЗ и выбора коэффициента запаса, который зависит от характеристик самого ограничителя и требований к защите электрооборудования.

Максимальный ток разрядки ОПН должен быть достаточным для снятия грозového перенапряжения с линии и безопасной работы ограничителя. При выборе ОПН также учитывается его номинальное напряжение и тип подключения к линии.

«Выбор ограничителя перенапряжения производится по нижеприведенным параметрам» [10].

«По длительно допустимому рабочему напряжению» [10]:

$$U_{\text{НРО}} \geq U_{\text{СЕТИ}}; \quad (36)$$

где $U_{\text{НРО}}$ – «наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, согласно [10] не должно превышать 126 кВ» [10];

$U_{\text{СЕТИ}}$ – «наибольшее рабочее напряжение сети, кВ» [10].

По условию обеспечения взрывобезопасности.

$$I_{\text{ВБ}} \geq (1,10 \dots 1,15) \cdot I_{\text{к}}; \quad (37)$$

где $I_{\text{ВБ}}$ – ток взрывобезопасности ОПН, $I_{\text{ВБ}} = 20$ кА;

$I_{\text{к}}$ – ток КЗ, $I_{\text{к}} = 1,4$ кА.

По номинальному разрядному току.

$$I_{\text{н.раз}} \geq 5 \text{ кА}; \quad (38)$$

где $I_{н.раз}$ – номинальный разрядный ток, кА.

«По уровню ограничения коммутации при грозовом импульсе» [10]:

$$U_{ост.гр.} < U_{ост.РВ}; \quad (39)$$

где $U_{ост.гр.}$ – остающееся напряжение на ОПН, $U_{ост.гр.} = 121$ кВ;

$U_{ост.РВ}$ – остающееся напряжение на разряднике,

$U_{ост.РВ} = 130$ кВ; .

По уровню ограничения коммутационных перенапряжений.

«Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ОПН, которое должно быть при расчётном токе коммутационных перенапряжений не более выдерживаемого напряжения изоляцией защищаемого электрооборудования» [10]:

$$U_{ост} < U_{КИ}; \quad (40)$$

где $U_{ост}$ – «остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 0,5 кА, формой 30/60 мкс» [10], $U_{ост} = 97,7$ кВ;

$U_{КИ}$ – «выдерживаемое напряжения изоляцией защищаемого электрооборудования, кВ» [10].

«Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений» [10]:

$$U_{КИ} = K_{И} \cdot K_{К} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1мин}; \quad (41)$$

где $U_{1мин}$ – «одноминутное испытательное напряжение», $U_{1мин} = 85$ кВ [11];

$K_{И}$ – «коэффициент импульса», $K_{И} = 1,35$ [10];

$K_{К}$ – «коэффициент кумулятивности», $K_{К} = 0,9$ [10].

$$U_{\text{КИ}} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,1 \text{ кВ.}$$

«Расстояние от ОПН до защищаемого оборудования» [10]:

$$L_{\text{ОПН}} = L_{\text{РВ}} \cdot \frac{U_{\text{исп}} - U_{\text{ОПН}}}{U_{\text{исп}} - U_{\text{РВ}}}; \quad (42)$$

где $U_{\text{исп}}$ – «испытательное напряжение защищаемого оборудования при полном грозовом импульсе, $U_{\text{исп}} = 220 \text{ кВ}$ » [10];

$U_{\text{ОПН}}$ – «остающееся напряжение на ОПН при токе 5 кА, $U_{\text{ОПН}} = 121 \text{ кВ}$ » [10];

$U_{\text{РВ}}$ – «остающееся напряжение на РВ при токе 5 кА, $U_{\text{РВ}} = 130 \text{ кВ}$ » [10];

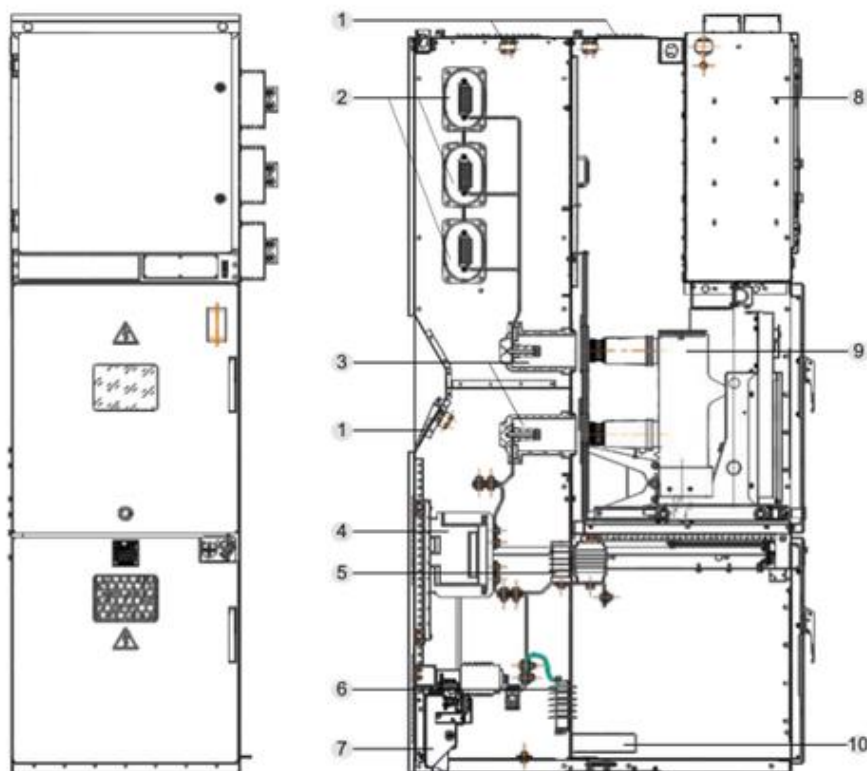
$L_{\text{РВ}}$ – «расстояние от реактора 110 кВ до РВ, нормированное ПУЭ, $L_{\text{РВ}} = 50 \text{ м}$ » [10].

$$L_{\text{ОПН}} = 50 \cdot \frac{220 - 121}{220 - 130} = 55 \text{ м.}$$

В действительности расстояние от ОПН до защищаемого электрооборудования составляет менее 10 м.

5.3 Выбор оборудования РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ «Киноплёнка»

В РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» применяются ячейки РПЭ–12, производства компании «Росполь–Электро+» (рисунок 13).



1 – клапаны сброса давления; 2 – проходные изоляторы сборных шин; 3 – проходные изоляторы; 4 – трансформаторы тока; 5 – емкостной изолятор; 6 – ограничитель перенапряжения; 7 – заземлитель; 8 – релейный отсек; 9 – силовой выключатель; 10 – трансформатор тока нулевой последовательности

Рисунок 13 – Ячейка РПЭ–12

Параметры ячеек РПЭ–12 приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры ячеек РПЭ–12

Параметры	Значения
Номинальное напряжение	10 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	12 кВ
Частота	50 Гц
Номинальный ток сборных шин	3150 А
Ток термической стойкости	20 кА (3 сек.)
Ток электродинамической стойкости	51 кА
Степень защиты	IP44
Габаритные размеры шкафа, ШxГxВ	600x1300x2440
Масса	1000 кг

«Схема ячейки РПЭ–12 с вакуумным выключателем и измерительными трансформаторами приведена на рисунке 14» [12].

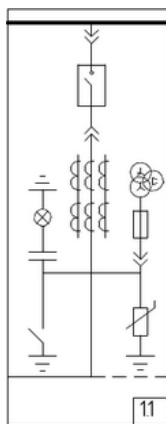


Рисунок 14 – Схема ячейки РПЭ–12

«Для установки в ячейках РПЭ–12 применяются вакуумные выключатели ВВУ-СЭЦ-10-31,5/3150 У3» [12], производства ОАО «Электроцит». Вакуумные выключатели 10 кВ – это тип выключателей, который используется для управления и защиты электрических цепей напряжением до 10 кВ. Они работают на основе принципа вакуумной дуги, которая возникает при разрыве цепи вакуумной камерой. Вакуумные выключатели 10 кВ обладают рядом преимуществ перед другими типами выключателей, такими как высокая надежность, малые габариты и масса, отсутствие необходимости в техническом обслуживании и длительный срок службы. Они используются в различных электрических установках, в том числе в распределительных сетях, на подстанциях и в промышленных предприятиях.

Выбор вакуумных выключателей 10 кВ производится в соответствии с требованиями нормативной документации и техническими условиями. Основными условиями, которые учитываются при выборе вакуумных выключателей 10 кВ, являются [28]:

– «по номинальному напряжению» [28]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (43)$$

– «по номинальному току» [28]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (44)$$

где $I_{\text{мах}}$ – «ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А» [28];

– «по предельному сквозному току» [28]:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п.0}}, \quad (45)$$

– «по электродинамической стойкости» [28]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \quad (46)$$

– «по термической стойкости к токам КЗ» [28]:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (47)$$

где $I_{\text{тер}}$ и $t_{\text{тер}}$ – «максимальный ток термической стойкости и время, в течении которого аппарат сможет его выдержать» [28];;

B_k – «тепловой импульс» [28],

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (48)$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения выключателя, $t_{\text{отк}} \approx 0,2$ с;

T_a – постоянная, $T_a = 0,03$ с;

$$B_k = 8,7^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 17,4 \text{ кА}^2 \text{ с.}$$

Также при выборе вакуумных выключателей 10 кВ учитываются другие параметры, такие как мощность, электрическая и механическая износостойкость, уровень шума, герметичность и другие технические характеристики.

«Технические характеристики выбранных выключателей ВВУ-СЭЩ-10-31,5/3150 УЗ (рисунок 15)» [12] приведены в таблице 9.

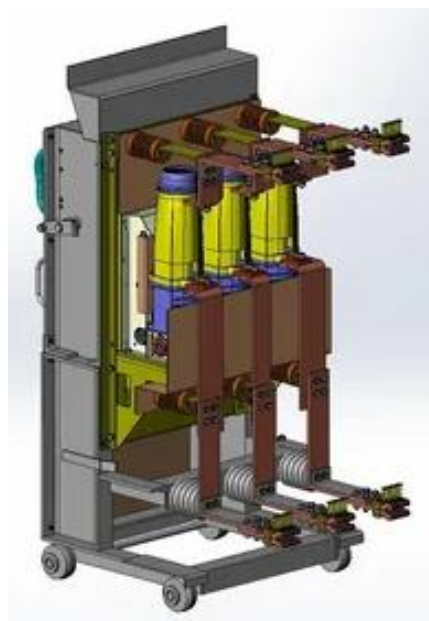


Рисунок 15 – Выключатель ВВУ-СЭЩ-10-31,5/3150 УЗ

Таблица 9 – Параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-10-31,5/3150 УЗ

Параметры	Величина
«Номинальное напряжение при частоте 50 Гц» [12]	10 кВ
«Испытательное напряжение грозового импульса» [12]	75 кВ
«Испытательное напряжение одноминутное переменное» [12]	28 кВ
«Номинальный ток отключения (50% апериодич. составл.) » [12]	31,5 кА
«Межполюсное расстояние» [12]	210 мм
«Расстояние между верхними и нижними контактами» [12]	310 мм
«Номинальный рабочий ток» [12]	3150 А
«Номинальное время КЗ» [12]	3 сек
«Несимметричный ток отключения» [12]	22,4 кА
«Ток электродинамической стойкости» [12]	31,5 кА
«Масса» [12]	62,5 кг

«В шкафах КРУ РПЭ–12 стандартно устанавливаются трансформаторы тока и напряжения с литой изоляцией из эпоксидной смолы производства»

[29] ООО «Невский трансформаторный завод «Волхов» (для коммерческого и технического учета)» [29]. «Параметры ТТ 6 кВ, устанавливаемых в шкафах КРУ РПЭ–12 проектируемой подстанции, приведены в таблице 10» [29].

Таблица 10 – Параметры ТТ 6 кВ

Параметр	Величина
«Номинальное напряжение» [29]	10 кВ
«Номинальный первичный ток» [29]	3000 А
«Номинальный вторичный ток» [29]	5 А
«Число вторичных обмоток» [29]	3
«Номинальная мощность» [29]	60 ВА

«Параметры ТН 6 кВ, устанавливаемых в шкафах КРУ РПЭ–12 проектируемой подстанции, приведены в таблице 11» [29].

Таблица 11 – Параметры ТН 6 кВ

Параметр	Величина
«Номинальное напряжение первичной обмотки» [16]	$6000/\sqrt{3}$
«Номинальное напряжение основной вторичной обмотки» [16]	$100/\sqrt{3}$
«Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки» [16]	100/3
«Номинальная мощность» [16]	150 ВА
Класс точности	0,5

«Для подключения измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики применяются трансформаторы напряжения» [32].

ТН выбирают по:

– значению напряжения: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

– «вторичной нагрузке в требуемом классе точности $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$, а при соединении 1–нофазных ТН в звезду $S_{2ном} = 3 \cdot S_{2нт}$ » [16].

Принимаются к установке трансформаторы напряжения НАМИ–6–95–У3. «Выбор трансформаторов напряжения подстанции представим в таблице 12» [32].

Таблица 12 – Выбор 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
РІК		СЭТ-4ТМ.03	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-6-95-У3								S _{2,Σ} =5,2 В	
S _{2,кл.т.чн.0,5} ⁼ 300 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} =3·100=300>S _{2,Σ}							

Как можно увидеть из данных, представленных в таблице 17, трансформаторы напряжения НАМИ-6-95-У3 подходят для установки в распределительном устройстве (РУ) 6 кВ на подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка», согласно расчетам.

Выводы по разделу.

В разделе пятой главы ВКР рассмотрены основные аспекты проектирования и выбора оборудования для данного типа подстанций. Описаны основные характеристики и требования к оборудованию, такие как напряжение, ток, мощность, надежность, безопасность и технологичность.

Определено электрооборудование для установки на подстанции. Для всех типов оборудование приведены технические характеристики. Правильный выбор оборудования позволяет обеспечить стабильную работу подстанции и эффективное использование энергоресурсов.

6 Расчет релейной защиты трансформатора

Релейная защита силового трансформатора 110/6 кВ включает в себя несколько функций, выполняемых различными релейными устройствами.

Одной из основных функций является защита от токов КЗ на стороне ВН (110 кВ). Для этой функции используется дифференциальная защита трансформатора, которая срабатывает при обнаружении несимметричных токов в обмотках трансформатора. В этом случае реле дифференциальной защиты выдаёт команду на отключение высоковольтного выключателя, что позволяет предотвратить возможное повреждение трансформатора и оборудования на подстанции.

Дополнительно к дифференциальной защите, используются релейные устройства для защиты от перегрузок и токов замыкания на землю, а также защита от повышения температуры обмоток трансформатора.

Для обнаружения перегрузок и токов замыкания на землю применяются релейные защиты, которые измеряют токи и сравнивают их с заданными порогами. При превышении пороговых значений, реле защиты выдают команду на отключение соответствующего выключателя.

Защита от повышения температуры обмоток трансформатора осуществляется с помощью термических реле, которые мониторят температуру трансформатора. При превышении заданных значений температуры, реле выдают команду на отключение трансформатора.

Кроме того, релейная защита силового трансформатора также может включать функции дистанционного управления и мониторинга состояния трансформатора, позволяющие оперативно реагировать на возможные аварийные ситуации и предотвращать повреждения оборудования.

«Назначение, устройство и диагностирование микропроцессорного устройства РЗА» [25].

MiCOM P521 - это устройство РЗА, предназначенное для защиты силовых трансформаторов, генераторов, линий передачи электроэнергии и

другого электрооборудования в энергетических системах различного уровня напряжения.

Основные функции MiCOM P521 включают защиту от перегрузок и коротких замыканий, детектирование заземления обмоток трансформатора, а также защиту от потери напряжения и частоты. Устройство имеет возможность сбора и передачи данных о состоянии оборудования, а также обеспечивает управление процессами коммутации и автоматическое восстановление системы после срабатывания защиты.

MiCOM P521 отличается высокой точностью и надежностью работы, а также простотой настройки и интуитивно понятным интерфейсом, что делает его удобным и эффективным инструментом для обеспечения безопасности и стабильности работы электроэнергетических систем.

«Реле MiCOM P521 выполняет постоянные измерения фазных токов и тока нулевой последовательности и рассчитывает действующее значения токов до 10 гармоник включительно» [25].

«В реле MiCOM P521 на клеммниках с обратной стороны корпуса доступен стандартный порт EIA(RS)485. Протокол связи может быть выбран при формировании кода заказа реле (MODBUS RTU, IEC 608–5–103 или DNP3.0). Используемые протоколы связи обеспечивают доступ к хранимой в реле информации (измерения, сигнализация и уставки), которая может быть прочитана, а уставки изменены, при необходимости» [25].

«Чтение и редактирование этих данных может быть выполнено на объекте при помощи портативного компьютера и соответствующего программного пакета Schneider Electric (например, MiCOM S1)» [25].

«Реле MiCOM P521 предоставляет пользователю больше возможностей для адаптации к условиям применения. Учитывая низкую стоимость внедрения, реле обеспечивает эффективное вложение средств, предлагая интеграцию функций защиты и управления» [25].

«Передняя панель MiCOM P521 является интерфейсом между пользователем и реле. Она позволяет пользователю выполнять изменение

уставок реле и выводить на дисплей индикацию измерений и сигналов срабатывания сигнализации» [25].

Передняя панель реле состоит из трех отдельных секций [25]:

1. ЖКД и клавиатура;
2. Светодиодные индикаторы (LED);
3. Две зоны под верхней и нижней откидными крышками.

Продольная дифференциальная защита.

«Согласно ПУЭ на двухтрансформаторных ПС при мощности трансформатора 40 МВА устанавливается дифзащита без выдержки времени» [15].

«Защиту выполняют с использованием микропроцессорного реле Р521» [25].

«Номинальные токи обмоток трансформатора» [27]:

ВН

$$I_{ном}^{вн} = \frac{S_{m1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}; \quad (49)$$

где $S_{Т1}$ – «номинальная мощность трансформатора Т1, ВА» [27];

$U_{ВН}$ – напряжение высокой стороны трансформатора, В [27]

$$I_{ном}^{вн} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 201 \text{ А.}$$

НН

$$I_{ном}^{нн} = \frac{S_{m1}}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot n}; \quad (50)$$

где $S_{Т1}$ – номинальная мощность трансформатора Т1, ВА;

$U_{НН}$ – напряжение низкой стороны трансформатора, В [7, 16]

$$I_{ном}^{нн} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1835 \text{ А.}$$

$$I_{\text{мах.раб}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{ВН}} ; \quad (51)$$

$$I_{\text{мах.раб}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot 201 = 281 \text{ А};$$

$$I_{\text{мах.раб}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{НН}} ; \quad (52)$$

$$I_{\text{мах.раб}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot 1835 = 2569 \text{ А}.$$

Выбранный ТТ на стороне ВН: ТФОГ –110Б–300 У1–0,5/10Р/10Р.

Величина номинального тока на первичной стороне ТТ: $I_{1\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$;

Величина номинального тока на вторичной стороне ТТ $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации [27]:

$$K_1 = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}} ; \quad (53)$$

$$K_1 = \frac{300}{5} = 60.$$

Схема включения ТТ – полный треугольник, следовательно, $K^{\text{ВН}}_{\text{СХ}} = \sqrt{3}$.

«Выбранный трансформатор тока на стороне НН» [27]: ТЛК–10–3000У3–0,5/10Р

Величина номинального тока на первичной стороне ТТ: $I_{1\text{НОМ}} = 3000 \text{ А}$;

Величина номинального тока на вторичной стороне ТТ $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$.

«Коэффициент трансформации» [27]:

$$K_1 = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}} ; \quad (54)$$

$$K_1 = \frac{3000}{5} = 600.$$

«Схема включения трансформатора тока – неполная звезда, следовательно» [27], $K_{cx}^{nn} = 1$.

«Вторичные токи ТТ при номинальной мощности силового трансформатора» [27]:

$$I_2^{6H} = \frac{K_{cx}^{6H}}{K_1^{BH}} \cdot I_{ном}^{6H}; \quad (55)$$

$$I_2^{6H} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 281 = 8,10 \text{ А};$$

$$I_2^{nn} = \frac{K_{cx}^{nn}}{K_1^{nn}} \cdot I_{ном}^{nn} \text{ А}. \quad (56)$$

$$I_2^{nn} = \frac{1}{600} \cdot 2569 = 4,28 \text{ А}.$$

За основную сторону принимается ВН, так как $I_2^{6H} > I_2^{nn}$.

«Определяется ток срабатывания защиты I_{C3} » [27].

«Определяется токи небаланса, вызванные погрешностями ТТ $I'_{нб}$ и РПН $I''_{нб}$. При этом все токи приводят к ступени напряжения основной стороны» [27].

$$I'_{нб} = K_{одн} \cdot K_a \cdot \varepsilon \cdot \left(I_{K3.max}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1} \right), \quad (57)$$

где $K_{одн} = 1$ – «коэффициент однотипности ТТ» [27];

$K_a = 1$ – «коэффициент апериодической составляющей дифференциального реле» [27];

$\varepsilon = 0,1$ – «допустимая погрешность ТТ» [27];

$\left(I_{K3.max}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1} \right)$ – «максимальный сквозной ток, который приведен на

высокую сторону, А» [27].

$$I'_{н\bar{o}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot \left(14,4 \cdot 10^3 \cdot \frac{6,3}{115} \right) = 78,9 \text{ А.}$$

$$I''_{н\bar{o}} = (\Delta u_{\alpha} + \Delta u_{\beta}) \cdot I_{K3,max}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1}, \quad (58)$$

где $\Delta u_{\beta} = 0$ – пределы регулирования напряжения на СН (так как на рассматриваемой подстанции трансформатор имеет только две обмотки);

Δu_{α} – пределы регулирования напряжения на ВН;

$$\Delta u_{\alpha} = \frac{\Delta U \%}{100}; \quad (59)$$

$$\Delta u_{\alpha} = \frac{10,5}{100} = 0,105;$$

$$I''_{н\bar{o}} = (0,105 + 0) \cdot \left(14,4 \cdot 10^3 \cdot \frac{6,3}{115} \right) = 82,7 \text{ А.}$$

«Предварительная величина тока срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса» [27]:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot (I'_{н\bar{o}} + I''_{н\bar{o}}); \quad (60)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – «коэффициент отстройки» [27];

$$I_{сз} = 1,2 \cdot (78,9 + 82,7) = 193,9 \text{ А,}$$

«Ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания» [27]:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{ном}^{вн}; \quad (61)$$

где $K_{отс} = 0,5$ – «коэффициент отстройки для реле Р521» [27].

$$I_{сз} = 0,5 \cdot 177,4 = 88,68 \text{ А},$$

«Из двух токов срабатывания выбирается максимальный, то есть» [27]

$$I_{сз} = 193,9 \text{ А}.$$

«Предварительное значение коэффициента чувствительности защиты определяю по току двухфазного КЗ на стороне НН, приведенному на сторону ВН» [27]:

$$K_q = \frac{I_{КЗ\min}^{(2)} \cdot \frac{U_2}{U_1}}{I_{сз}}; \quad (62)$$

$$K_q = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,4 \cdot 10^3 \cdot \frac{6,3}{115}}{193,9} = 3,5 > 2.$$

«Ток срабатывания реле на основной стороне» [27]:

$$I_{ср.р.осн} = \frac{K_{сх}^{вн}}{K_I^{вн}} \cdot I_{сз}; \quad (63)$$

$$I_{ср.р.осн} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 193,9 = 5,59 \text{ А}.$$

«Ток срабатывания реле на неосновной стороне» [27]:

$$I_{ср.р.неосн} = \frac{K_{сх}^{нн}}{K_I^{нн}} \cdot I_{сз} \cdot K_T, \quad (64)$$

где $K_m = \frac{U_{вн}}{U_{нн}}$ – «коэффициент трансформации» [27].

$$K_m = \frac{U_{вн}}{U_{нн}};$$

$$I_{\text{ср.р.неосн}} = \frac{1}{600} \cdot 193,9 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{6,3 \cdot 10^3} = 5,9 \text{ А.}$$

«Принимается количество витков основной обмотки $w_{\text{осн}} = 12$ » [27].

«Расчетная МДС основной обмотки» [27]:

$$F_{\text{р.осн}} = \omega_{\text{осн}} \cdot I_{\text{ср.р.осн}}; \quad (65)$$

$$F_{\text{р.осн}} = 12 \cdot 5,59 = 67,1 \text{ А} \cdot \text{ВИТКОВ}$$

«Принимается ближайшее действительное значение МДС $F = 70$ А·витков» [27].

«Расчетное количество витков неосновной обмотки» [27]:

$$\omega_{\text{неосн.расч}} = \frac{F}{I_{\text{ср.р.неосн}}}; \quad (66)$$

$$\omega_{\text{неосн.расч}} = \frac{70}{5,9} = 11,86.$$

Принимается $\omega_{\text{НЕОСН.ПР}} = 12$.

«Составляющая тока небаланса $I_{\text{НБ}}^{\text{'''}}$ из-за неравенства расчетного и действительного количества витков» [27]:

$$I_{\text{нб}}^{\text{'''}} = \frac{|\omega_{\text{неосн.расч}} - \omega_{\text{неосн.пр}}|}{\omega_{\text{неосн.пр}}} \cdot I_{\text{КЗ.мах}}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1}; \quad (67)$$

$$I_{\text{нб}}^{\text{'''}} = \frac{|11,86 - 12|}{12} \cdot 14,4 \cdot 10^3 \cdot \frac{6,3}{115} = 9,2 \text{ А.}$$

«Ток срабатывания защиты с учетом всех составляющих тока

небаланса» [27]:

$$I_{сз} = \kappa_{отс} \cdot (I'_{н\bar{o}} + I''_{н\bar{o}} + I'''_{н\bar{o}}); \quad (68)$$

где $\kappa_{отс} = 1,2$ – «коэффициент отстройки» [27],

$$I_{сз} = 1,2 \cdot (78,9 + 82,7 + 9,2) = 205,0 \text{ А.}$$

«Коэффициент чувствительности определяю по току двухфазного короткого замыкания на стороне НН, приведенному на сторону ВН» [27]:

$$K_{\chi} = \frac{I_{КЗ.min}^{(2)} \cdot \frac{U_2}{U_1}}{I_{сз}}; \quad (69)$$

$$K_{\chi} = \frac{14,4 \cdot 10^3 \cdot \frac{6,3}{115}}{205,0} = 3,6 > 2.$$

«Ток срабатывания реле на основной стороне» [27]:

$$I_{ср.р.осн} = \frac{K_{сх}^{ВН}}{K_I} \cdot I_{сз}; \quad (70)$$

$$I_{ср.р.осн} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 205,0 = 5,9 \text{ А.}$$

«Ток срабатывания реле на неосновной стороне» [27]:

$$I_{ср.р.неосн} = \frac{K_{сх}^{НН}}{K_I} \cdot I_{сз} \cdot K_T; \quad (71)$$

$$I_{ср.р.неосн} = \frac{1}{600} \cdot 205,0 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{6,3 \cdot 10^3} = 6,2 \text{ А.}$$

«Защита от внешних коротких замыканий» [27].

«Для защиты от внешних КЗ применяется МТЗ с независимой выдержкой времени. Она является резервной защитой от токов КЗ» [27].

Выбирается многофункциональное реле: Р127.

Определяется тип трансформатора тока и схему включения [27]:

$$I_{\text{махраб}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{вн}}$$

где $I_{\text{МАХ РАБ}}$ – максимальный рабочий ток, А;

$$I_{\text{махраб}} = 1,4 \cdot 201 = 281 \text{ А.}$$

Выбранный трансформатор тока: ТФОГ –110Б–300 У1–0,5/10Р/10Р

Величина номинального тока на первичной стороне: $I_{1\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$;

Величина номинального тока на вторичной стороне $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации [27]:

$$K_1 = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}}; \quad (72)$$

$$K_1 = \frac{300}{5} = 60.$$

Схема включения ТТ – неполная звезда, соответственно, $K_{\text{СХ}} = 1$.

Определяется ток срабатывания защиты $I_{\text{СЗ}}$ [27]:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{махраб}} \quad (73)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{ОТС}} = 1,2$;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, $K_{\text{В}} = 0,9$;

$$I_{cз} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 281 = 374,7 \text{ А.}$$

Определяется коэффициент чувствительности основной зоны $K_{ч\text{ осн}}$ и резервной зоны $K_{ч\text{ рез}}$ [27]:

$$K_{ч\text{ осн}} = \frac{I_{K1.\text{min}}^{(2)}}{I_{cз}} > 1,5 \quad (74)$$

$$K_{ч\text{ рез}} = \frac{I_{K2.\text{min}}^{(2)} \cdot U_{cp2}}{I_{cз} \cdot U_{cp1}} > 1,2 \quad (75)$$

$$K_{ч\text{ осн}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1400}{374,7} = 3,2 > 1,5;$$

$$K_{ч\text{ рез}} = \frac{\left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,4 \cdot 10^3 \right) \cdot 6,3 \cdot 10^3}{374,7 \cdot 115 \cdot 10^3} = 1,8 > 1,2.$$

Определяю ток срабатывания реле $I_{cp.p}$ [27]:

$$I_{cp.p} = \frac{K_{cx}}{K_1} \cdot I_{cз}; \quad (76)$$

$$I_{cp.p} = \frac{1}{60} \cdot 374,7 = 6,2 \text{ А.}$$

Защита от перегруза.

Выбирается многофункциональное реле: P127.

Определяется тип трансформатора тока и схема включения.

Защита от перегруза выполняется с помощью реле тока, включенного в одну фазу А со стороны питания, ранее выбранный ТТ: ТФОГ –110Б–300 У1–0,5/10Р/10Р, схема включения ТТ – неполная звезда, соответственно, $K_{cx} = 1$.

Определяется ток срабатывания защиты $I_{cз}$ [27]:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{махраб} \quad (77)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,05$;

$K_{в}$ – коэффициент возврата, $K_{в} = 0,9$;

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 281 = 327,8 \text{ А};$$

Определяется ток срабатывания реле $I_{ср.р}$ [27]:

$$I_{ср.р} = \frac{K_{сх}}{K_{I}} \cdot I_{сз}; \quad (78)$$

$$I_{ср.р} = \frac{1}{60} \cdot 327,8 = 5,5 \text{ А}.$$

Время срабатывания защиты $t_{сз}=9$ с отстраивается от кратковременных перегрузок.

Газовая защита.

Газовая защита трансформатора 110/6 кВ предназначена для обнаружения и быстрого локализации возможных протечек газа из трансформатора, а также для предотвращения его возгорания. Для этой цели используются реле типа РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,6 м/с, которые мониторят содержание газов в масле и воздухе вокруг трансформатора.

Выводы по разделу.

В шестом разделе ВКР разработана релейная защита трансформатора подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка». Защита выполняется на микропроцессорном реле MiCOM P521.

7 Разработка молниезащита и заземления ПС 110/6 кВ «Киноленка»

7.1 Молниезащита ПС 110/6 кВ «Киноленка»

Для защиты распредустройства ПС 110/6 кВ «Киноленка» от высоковольтных перенапряжений, возникающих в результате молниевых разрядов, применяются молниеприемники и ограничители перенапряжений.

Молниеприемники устанавливаются на высоких точках сооружений, таких как мачты, вышки, крыши зданий, и т.д. Они служат для приведения молнии на заземляющий устройство, предотвращая возможное повреждение электрооборудования.

Ограничители перенапряжений устанавливаются на вводных кабелях и линиях электропередачи для защиты от перенапряжений, которые могут возникнуть в результате молниевых разрядов или других возмущений в электрической сети. Они представляют собой параллельно соединенные промышленные варисторы, которые при превышении допустимого напряжения включаются и снижают уровень напряжения до безопасного уровня для электрооборудования.

При выборе молниезащиты необходимо учитывать характеристики электрооборудования, а также местные климатические условия и сейсмическую активность.

«Принимается $h_x = 8$ м. Молниеотводы стержневого типа располагаются по углам на территории ПС 110/6 кВ «Киноленка» на расстоянии трех метров от ограждения. При этом расстояния между молниеотводами будут равны» [19]:

$$L_1 = 90 - 2 \cdot 3 = 84 \text{ м};$$

$$L_2 = 76 - 2 \cdot 3 = 70 \text{ м};$$

$$L_3 = \sqrt{84^2 + 70^2} = 109,3 \text{ м.}$$

«Расчет молниезащиты будем производить в соответствие с» [19].
«Предлагается установить молниеотводы СМ-20, высота которых составляет $h = 20 \text{ м}$ » [24].

«Определяется радиус зоны защиты молниеотвода. Определяется минимальную ширину зоны защиты b_x посередине между молниеотводами. Для этого требуется рассчитать отношение» [19]:

$$\frac{L_2}{h_x} = \frac{70}{8} = 8,75,$$

где L_2 – «расстояние между молниеотводами» [19],

h_x – «высота защищаемого объекта» [19].

«После этого рассчитывается соотношение» [19]

$$\frac{h_x}{h} = \frac{8}{20} = 0,55.$$

«Затем по РД 34.21.122–2003 определяется, что $b_x = 8,4 \text{ м}$ » [19].

«Объекты, расположенные в зоне защиты, будут надежно защищены если высота молниеотводов до 30 м » [19]:

$$L_3 \leq 8 \cdot h_a, \quad (79)$$

где h_a – «активная высота молниеотвода» [19]

$$h_a = h - h_x; \quad (80)$$

$$h_a = 20 - 8 = 12 \text{ м};$$

$$53,3 \text{ м} \leq 8 \cdot 12 = 96 \text{ м} - \text{верно,}$$

что говорит о том, что условие выполняется, соответственно радиус действия молниеотводов даст возможность защитить реконструируемую ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» от попадания прямых ударов молнии.

7.2 Заземление ПС 110/6 кВ «Киноплёнка»

Заземление подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка» играет важную роль в обеспечении безопасности персонала, оборудования и электросетей в целом. Все металлические элементы подстанции, которые не являются частью электрических цепей, должны быть заземлены для предотвращения опасных перенапряжений.

Заземление осуществляется через заземляющий контур, который состоит из заземляющего провода, заземлителя и заземляющих электродов. Заземляющий провод подключен к заземлителю, который представляет собой металлическую пластину, установленную в землю на глубину, достаточную для обеспечения надежной заземляющей связи с землей. Количество заземляющих электродов зависит от мощности подстанции и может рассчитываться инженером-электриком в соответствии с требованиями нормативных документов.

Заземление подстанции должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление», ГОСТ Р 50571.26-2008 «Защита от электрических разрядов. Часть 26. Общие требования к защитному заземлению и мерам по его обеспечению» и другим нормативным документам. Регулярная проверка и обслуживание заземления позволяет обеспечить надежную и безопасную работу подстанции.

«Допустимое напряжение прикосновения $U_{\text{пр.доп}} = 400 \text{ В}$, время прикосновения принимаем $t = 0,2 \text{ сек.}$ » [21].

«Усредненный ток короткого замыкания на стороне высокого напряжения равен» [21]:

$$I_3 = 1,25 \cdot I_k; \quad (81)$$

$$I_3 = 1,25 \cdot 1,4 = 1,75 \text{ кА.}$$

«Глубина заложения вертикальных электродов и горизонтальных электродов принимается $t = 0,7 \text{ м}$ » [21].

«Длина вертикальных электродов $l_B = 5 \text{ м}$ » [21].

«Расстояние между горизонтальными электродами принимается $a = 5 \text{ м}$ » [21].

«В расчётах заземления многослойный грунт представляется двухслойным: верхний слой толщиной h_1 с удельным сопротивлением ρ_1 , нижний с удельным сопротивлением ρ_2 » [21].

«Грунт на территории установки подстанции – суглинок $\rho_2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, сопротивление верхнего слоя» [21]:

$$\rho_1 = 2 \cdot \rho_2; \quad (82)$$

$$\rho_1 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$S = 76 \cdot 90 = 6840 \text{ м}^2.$$

«Толщина верхнего слоя грунта принимается $h_1 = 2,65 \text{ м}$ » [21].

«Протяженность горизонтального заземлителя составляет» [21]:

$$L_T = \left(\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1 \right) \cdot 2, \quad (83)$$

$$L_T = \left(\sqrt{6840} \cdot \frac{\sqrt{6840}}{5} + 1 \right) \cdot 2 = 2738 \text{ м.}$$

Коэффициент напряжения прикосновения (КНП) — это отношение напряжения, возникающего на поверхности земли, к напряжению на зажиме,

который может быть достигнут человеком при несоблюдении правил безопасности [21]:

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_T}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (84)$$

где M – коэффициент, при $\rho_1 / \rho_2 = 2$ – $M = 0,62$;

b – коэффициент [21]

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}, \quad (85)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 120} = 0,85.$$

$$K_H = \frac{0,62 \cdot 0,85}{\left(\frac{5 \cdot 2738}{5 \cdot \sqrt{6840}} \right)^{0,45}} = 0,11.$$

«Напряжение на заземлителе» [21]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_H}, \quad (86)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,11} = 3666 \text{ В.}$$

«Допустимое сопротивление ЗУ равняется» [21]:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{K1}}, \quad (87)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{3666}{1400} = 2,62 \text{ Ом.}$$

«Количество вертикальных электродов» [21]:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (88)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{6840} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 66 \text{ шт.}$$

«Суммарная длина вертикальных электродов» [21]:

$$L_B = n_B \cdot 5; \quad (89)$$

$$L_B = 66 \cdot 5 = 330 \text{ м.}$$

«Относительная глубина заложения вертикальных электродов» [21]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{6840}} = 0,07.$$

«Коэффициент А» [21]:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (90)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,07) = 0,366.$$

«Относительная толщина верхнего слоя (отношение толщины верхнего слоя грунта к глубине заложения заземляющего устройства)» [21]:

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2,65 - 0,7}{5} = 0,39.$$

«Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными электродами: $\rho_{*ЭК} = 1,02$ » [21].

«Эквивалентное сопротивление грунта» [21]:

$$\rho_{\text{эк}} = \rho_{*\text{эк}} = 1,02 \cdot \rho_2 = 1,02 \cdot 60 = 61,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя» [21]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк}}}{L_{\text{В}} + L_{\text{Г}}}, \quad (91)$$

$$R_3 = 0,366 \cdot \frac{61,8}{\sqrt{6840}} + \frac{61,8}{330 + 2738} = 0,29 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 2,62 \text{ Ом}.$$

Напряжение прикосновения — это напряжение, которое может возникнуть между объектом, к которому человек прикасается, и землей. Оно зависит от многих факторов, таких как уровень напряжения в электрической системе, сопротивление земли, сопротивление тела человека и т.д. Для системы 110/6 кВ «Киноплёнка» допустимое напряжение прикосновения, регулируется стандартами и нормами безопасности, которые определяют минимальное значение удельного сопротивления грунта и толщину подсыпки гравия, необходимую для достижения требуемого уровня защиты. [21]:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{Н}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (92)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,11 \cdot 1750 \cdot 0,29 = 55,8 \text{ В} < U_{\text{пр,доп.}} = 400 \text{ В}.$$

Для уменьшения риска получения электрического удара в рабочих местах на подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка» используется дополнительная мера - на землю под рабочими местами насыпается слой гравия толщиной 20 см, у которого удельное сопротивление равно 3000 Ом · м. Это позволяет снизить напряжение прикосновения до земли, что уменьшает вероятность возникновения опасной ситуации [21].

При этом

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18,$$

$$K_H = \frac{0,62 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 2738}{5 \cdot \sqrt{6840}} \right)^{0,45}} = 0,02,$$

$$U_{\text{пр}} = 0,02 \cdot 1750 \cdot 0,29 = 10,2 \text{ В} < U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В},$$

«что значительно уменьшает вероятность поражения электрическим током» [21].

«Схема заземления подстанции представлена на рисунке 16» [21].

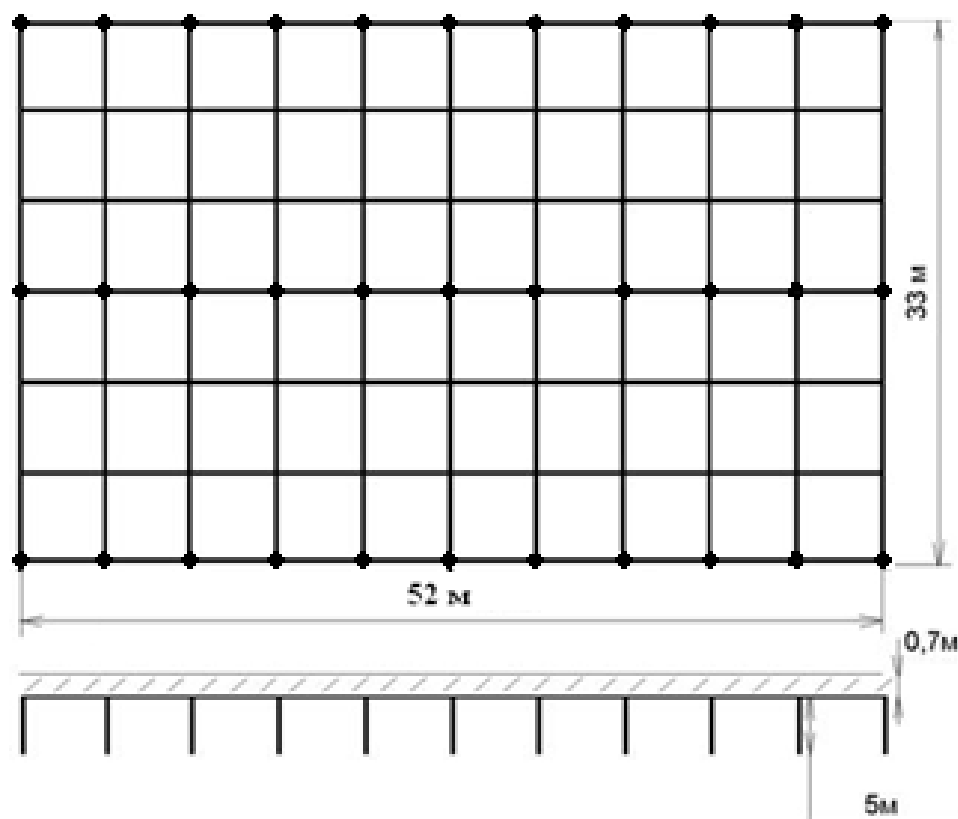


Рисунок 16 – План заземляющего устройства подстанции

Выводы по разделу.

В седьмом разделе ВКР была разработана молниезащита и заземление подстанции 110/6 кВ "Киноплёнка". Для молниезащиты были установлены отдельно стоящие молниеотводы СМ-20, а также выполнено соединение всех металлических элементов конструкции подстанции в одну общую заземляющую систему.

Для обеспечения эффективного заземления рассчитана суммарная длина вертикальных электродов, необходимых для достижения требуемого значения сопротивления заземления. Также определен коэффициент напряжения прикосновения и относительная толщина верхнего слоя грунта, что позволило оптимизировать конструкцию заземляющей системы.

Дополнительно, для снижения напряжения прикосновения применена подсыпка гравием с удельным сопротивлением 3000 Ом м в рабочих местах. Таким образом, заземление и молниезащита подстанции выполнены с учетом всех необходимых требований и нормативов, что обеспечивает безопасную и надежную эксплуатацию данного объекта электроэнергетики.

8 Экономический раздел

8.1 Расчет затрат на реконструкцию

Стоимость оборудования на реконструкцию ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» принимается по [22]. В данном сборнике стоимость приведена в базисных ценах. Для пересчета базисных цен в текущие применяется индекс изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2023 года, который согласно письму Минстроя России №4125–ИФ/09 от 30.01.2023 г. для Ярославской области для электроэнергетики составляет $k_{\text{изм}} = 4,09$ [4].

Стоимость оборудования определяется по формуле [7]:

$$C_{\text{тек}} = n \cdot C_{\text{баз}} \cdot k_{\text{изм}}; \quad (93)$$

где n – число элементов оборудования, либо протяженность ЛЭП;

$C_{\text{баз}}$ – цена за единицу оборудования в базисных ценах согласно [22], тыс. руб.

Так для ячейки одного комплекта элегазового выключателя ВГТ–110, которые необходимо устанавливать на ПС 110/6 кВ «Киноплёнка»

$$C_{\text{тек}} = 3 \cdot 6580 \cdot 4097 = 80737 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично рассчитываются стоимости строительства остальных элементов сети при строительстве подстанции. Результаты расчета представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет стоимости внедрения проекта

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Цена за единицу в базисных ценах, тыс. руб	Индекс изменения сметной стоимости [1]	Общая стоимость в текущих ценах, тыс. руб
ПС 110/6 с силовыми трансформаторами ТРДН–40000/110/6/6	шт.	1	64860	4,09	265277
Двухцепная воздушная линия 110 кВ на свободностоящих стальных опорах, проводом АС–120/19	км	1	1495	4,09	6115
Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в РУ 110 кВ	шт.	3	6580	4,09	80737
Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в РУ 6 кВ	шт.	24	658	4,09	64589
			ИТОГО:		416718

8.2 Расчет издержек

Годовые эксплуатационные отчисления на подстанции 110/6 кВ могут значительно различаться в зависимости от ряда факторов, таких как географическое расположение подстанции, объем электроэнергии, которую она потребляет и передает, тип оборудования и т.д. В рамках данной работы они определяются по формуле [7]:

$$И = И_{ам} + И_{т.р.обс} + И_{пот}, \quad (94)$$

где $И_{ам}$ – «амортизационные отчисления, тыс. руб./год» [7];

$И_{т.р.обс}$ – «затраты на ТОиР, тыс. руб./год» [7];

$И_{пот}$ – «затраты на компенсацию потерь электроэнергии, тыс. руб./год» [7];

«Амортизационные отчисления определяются по формуле» [7]:

$$И_{ам} = К \cdot \alpha_{ам} / 100; \quad (95)$$

где K – «капиталовложения в подстанцию, тыс. руб.» [7];

$\alpha_{ам}$ – «норма амортизационных отчислений для, $\alpha_{ам} = 4,4 \%$ » [7];

$$I_{ам} = 416718 \cdot 4,4 / 100 = 18327 \text{ тыс.руб/год.}$$

Издержки на обслуживание ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» могут состоять из затрат на обслуживание и ремонт оборудования и затрат на закупку необходимых материалов. Затраты на обслуживание и ремонт оборудования включают в себя регулярное техническое обслуживание трансформаторов, выключателей, рубильников, кабелей и другого оборудования, а также затраты на ремонт в случае возникновения аварий или неисправностей. Затраты на закупку необходимых материалов необходимы для обслуживания и ремонта оборудования необходимы запасные части, расходные материалы и другие материалы.

$$I_{т.р.обс} = K \cdot \alpha_{т.р.обс} / 100; \quad (96)$$

где $\alpha_{т.р.обс}$ – норма на ТОиР ПС 110/6 кВ «Киноплёнка», $\alpha_{т.р.обс} = 4,0 \%$;

$$I_{т.р.обс} = 416718 \cdot 4,0 / 100 = 16669 \text{ тыс. руб/год.}$$

Также в годовые издержки нужно включить стоимость потерь в электрических сетях и в силовых трансформаторах ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» [7].

$$I_{пот} = \Delta W_{тр} \cdot C_{э}. \quad (97)$$

где $C_{э}$ – стоимость электроэнергии в первом полугодии 2023 года для Ярославской области, $C_0 = 4,55 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$ [44];

$\Delta W_{тр}$ – потери в силовых трансформаторах подстанции 110/6 кВ «Киноплёнка» ТРДН–40000/110/6 определяются по формуле [7]

$$\Delta W_{\text{тр}} = N \cdot (\Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\Gamma} + K_{\text{ЗН}}^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \tau), \quad (98)$$

где N – число трансформаторов на ПС 110/6 кВ «Киноплёнка», $N = 2$;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери ХХ, кВт;

$\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери КЗ, кВт;

T_{Γ} – число часов в году, $T_{\Gamma} = 8760$ ч.;

$K_{\text{ЗН}}$ – коэффициент загрузки в нормальном режиме [7],

$$K_{\text{ЗН}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{н.тр}} \cdot N}, \quad (99)$$

$$K_{\text{ЗН}} = \frac{51600}{40000 \cdot 2} = 0,645;$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot (22 \cdot 8760 + 0,645^2 \cdot 170 \cdot 3600) = 894654 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

тогда стоимость потерь электрической энергии в элементах ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» равны

$$I_{\text{пот}} = 894654 \cdot 4,55 = 4070678 \text{ руб.} \approx 4071 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки на ПС 110/6 кВ «Киноплёнка» равны:

$$I = 18327 + 16669 + 4071 = 39067 \text{ тыс. руб. / год.}$$

Выводы по разделу.

В восьмом разделе разработана экономическая часть проекта. Стоимость внедрения проекта составляет 416718 тыс. руб. Годовые эксплуатационные отчисления составляют 39067 тыс. руб. / год.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработан проект реконструкции ПС 110/6 кВ «Киноплёнка».

Проведены расчеты электрических нагрузок, что позволило определить требуемую мощность нового оборудования для обеспечения надежной работы подстанции.

Выбраны схемы распределительных устройств. Для оборудования РУ ВН использовалась схема 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин», которая предполагает наличие двух независимых рабочих систем шин и одной обходной. Для оборудования РУ НН принята типовая схема №6-2 «Две, секционированные выключателем системы шин», которая также предусматривает наличие двух независимых систем шин, разделенных секционирующими выключателями. Каждая из схем имеет свои достоинства и недостатки, которые были учтены при выборе конкретной схемы для данной подстанции.

Выбраны силовые трансформаторы ПС 110/6 кВ «Киноплёнка». Принято решение установить на данной ПС два трансформатора ТРДН-40000/110/6 У1. Для электроснабжения собственных нужд ПС выбраны трансформаторы ТМГ-250/6/0,4 У3. Эти трансформаторы были выбраны на основе тщательных расчетов и анализа технических параметров, учитывая требования к надежности и эффективности работы подстанции.

Проверены питающие ЛЭП 110 кВ. Рассчитаны токи КЗ на СШ подстанции. Определены максимальные рабочие токи.

Рассмотрены основные аспекты проектирования и выбора оборудования для данного типа подстанций. Описаны основные характеристики и требования к оборудованию, такие как напряжение, ток, мощность, надежность, безопасность и технологичность.

Определено электрооборудование для установки на подстанции. Для всех типов оборудования приведены технические характеристики.

Правильный выбор оборудования позволяет обеспечить стабильную работу подстанции и эффективное использование энергоресурсов.

Проведены расчеты релейной защиты трансформатора, а также молниезащиты и заземления подстанции, что позволит обеспечить безопасность оборудования и персонала.

Стоимость внедрения проекта составляет 416718 тыс. руб. Годовые эксплуатационные отчисления составляют 39067 тыс. руб. / год.

Стоит отметить, что проведенная работа позволит сократить затраты на обслуживание и ремонт оборудования, что может оказать значительное экономическое влияние на предприятие. При этом следует учитывать, что реконструкция электрической части подстанции – это дорогостоящий и сложный процесс, который требует комплексного подхода и высокой квалификации специалистов.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что реконструкция электрической части ПС 110/6 кВ «Кинопленька» является необходимой и целесообразной мерой для обеспечения безопасной и надежной работы подстанции. Предложенные меры по замене устаревшего оборудования, обеспечению релейной защиты и молниезащиты, а также оптимизации расходов на обслуживание и ремонт оборудования могут существенно повысить эффективность работы подстанции и обеспечить стабильную поставку электроэнергии потребителям.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Абрамова, Е. Я. Расчет понизительной подстанции в системах электроснабжения. / Е. Я. Абрамова, С. К. Алешкина, В. И. Чиндяскин. М.: Энергоатомиздат, 2004. 54 с.
2. Булат, В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 1.: Методическое пособие. / В.Н. Булат, В.В. Мазуркевич, И.И. Сергей, Л.В. Тетерина. Минск: БНТУ, 2014. 55 с.
3. Быстрицкий, Г. Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. М. : Академия, 2003. 176 с.
4. Величина индекса изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2023 года согласно письму Минстроя России №4125–ИФ/09 от 30.01.2023 г. URL: <https://www.minstroyrf.gov.ru/docs/277001/> (Дата обращения 07.02.2023 г.)
5. Гайсаров, Р. В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учеб. пособие для вузов / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская. Челябинск. : ЮУрГУ, 2002. 59 с.
6. ГОСТ 14209–85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1): ввод в действие с 01.07.1985. М.: Стандартинформ, 2009. 38 с.
7. Карапетян И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро 4–е изд., перераб. и доп. М. : ЭНАС, 2012. 376 с.
8. Крючков, И. П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов / И. П. Крючков, Б. Н. Неклепаев, В. А. Старшинов ; под. общ. ред. И. П. Крюčkова. 2–е изд., стер. М. : Академия, 2006. 416 с.
9. Мазуркевич, В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2.: Учебно–методическое пособие для практических

занятий в 2 ч. / В.Н. Мазуркевич, И.И. Сергей, Л.В. Тетерина, В.А. Булат. Минск : БНТУ, 2017. 62 с.

10. Методические указания по применению ограничителей перенапряжения нелинейных в электрических сетях 6 – 35 кВ. Введ. 01–12–2004. М.: РАО «ЕЭС России». 2004. 52 с.

11. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. 4–е изд., перераб. и доп. М. : Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

12. Параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-10-31,5/3150 УЗ. URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/56e/re_vvu_e_256.015_10_31_5_electroshield.ru.pdf?ysclid=lfeiu2kkg7749924449 (Дата обращения 07.02.2023 г.)

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

14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. 115 с.

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

16. Расчёт и проектирование электропитающих систем: монография / В. М. Степанов, В. С. Косырихин; ТулГУ, Ин–т высокоточных систем им. В. п. Грязева, Каф. «Электроэнергетика». Тула : Изд–во ТулГУ, 2012. 351 с.

17. Расчёт и проектирование электрических сетей и систем / В. М. Степанов, В. С. Косырихин; ТулГУ. Тула : Изд–во ТулГУ, 2014. 351 с.

18. РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н.Неклепаева. М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2001. 196 с.

19. РД 34.21.122–2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений: утв. Министерством энергетики РФ 15.06.03: введ. в действие с 01.01.04. М. : ЭНАС, 2003. 37 с.

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

21.СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ: утв. и введ. в действие ПАО «ФСК ЕЭС» 03.02.2012. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2012. 63 с.

22. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ: утв. и введ. в действие ПАО «ФСК ЕЭС» 18.04.2008. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2008. 12 с.

23.СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: ввод в действие с 20.12.2008. М.: ФСК ЕЭС, 2007. 132 с.

24. Технические характеристики молниеотвода СМ-20. URL: <https://zavsk.ru/catalog/molnieotvody/metallicheskie/sm/> (Дата обращения 02.03.2023 г.)

25. Технические характеристики выключателей ВГТ-110. URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/654/Tekhnicheskaya-informatsiya-TI_210_2018-_versiya-1.0_.pdf?ysclid=lfficfxxec116458257 (Дата обращения 02.03.2023 г.)

26. Характеристика микропроцессорных реле MiCOM P521. URL: https://inctin.com/uploadedFiles/files/Katalogi_2018/MICOM/20_seria_micom/521/Rukovodstvo_polzovatelya_MiCOM_P521.pdf?ysclid=lfdyh1fww8112722108 (Дата обращения 02.03.2023 г.)

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

28. Charles R. Miller. Ugly's Electrical References, 2020 Edition 6th Edition. Jones & Bartlett Learning, 2019. 214 p.

29.Fredric Ruhoff. The Modern Electrical Substations Engineering: The

Electrical Substations Guide For Beginners: The Basics Of Security. CRC Press, 2021. 36 p.

30. John D. McDonald. Electric Power Substations Engineering (The Electrical Engineering Handbook) 3rd Edition. CRC Press, 2012. 536 p.

31. Mini S. Thomas, John Douglas McDonald. Power System SCADA and Smart Grids 1st Edition. CRC Press, 2020. 352 p.

32. Turan Gonen. Electric Power Distribution Engineering 3rd Edition. CRC Press, 2014. 1061 p.