

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора»
Брянских распределительных сетей

Студент

С.А.Волков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В.Самолина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Целью настоящей работы является реконструкция электрической части трансформаторной понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, находящейся в Брянской области РФ.

Для достижения поставленной в работе цели решены следующие основные задачи, включающие: проведение непосредственной реконструкции электрической схемы ПС-35/10 кВ «Красная гора», расчёт электрических нагрузок ПС-35/10 кВ «Красная гора», выбор и проверку силовых трансформаторов на подстанции, выбор сечения проводников и электрических аппаратов напряжением 35 кВ и 10 кВ на рассматриваемой подстанции, расчёт токов короткого замыкания, выбор систем учёта и контроля электроэнергии, а также расчёт установившихся нормальных и послеаварийных электрических режимов на ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей.

Разработаны мероприятия по охране труда и технике безопасности, рассчитан контур заземления и молниезащита ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей.

Решение задач полностью отражены в последующем изложении материала и соответствуют пунктам содержания пояснительной записки и наименованию листов графической части.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных.....	6
1.1 Техническая характеристика системы электроснабжения и потребителей ПС-35/10 кВ «Красная гора».....	6
1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции ПС-35/10 кВ «Красная гора»	9
2 Реконструкция системы электроснабжения ПС-35/10 кВ «Красная гора».....	12
2.1 Реконструкция схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ «Красная гора»	12
2.2 Расчёт электрических нагрузок подстанции	14
2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанции с учётом проведённой реконструкции	17
2.4 Выбор сечения проводников подстанции 35/10 кВ «Красная гора»	19
2.5 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции 35/10 кВ «Красная гора»	22
2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции «Красная гора»	30
2.7 Расчёт установившихся нормальных и послеаварийных режимов	34
2.8 Выбор блоков релейной защиты и автоматики	42
2.9 Выбор систем учёта и контроля электроэнергии	44
3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда	46
3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности	46
3.2 Обеспечение экологической безопасности	53
3.3 Расчёт молниезащиты ПС-35/10 кВ «Красная гора».....	55
Заключение	58
Список используемых источников.....	59

Введение

Понижительные трансформаторные подстанции, понижая и распределяя полученную из энергосистемы электроэнергию, обеспечивают непосредственное питание потребителей.

Выполнение этих условий является одним из основных задач современной энергетики Российской Федерации и отражены в законодательной базе на государственном уровне [1-5].

Сегодня одним из путей решений сложившихся проблем надёжности, экономичности и безопасности на трансформаторных подстанциях, является использование перспективных современных решений.

Поэтому модернизация и реконструкция оборудования подстанций выгодна как потребителю, так и энергосистеме в целом.

Основной целью настоящей работы реконструкция электрической части понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей.

Объектом исследования работы является электрическая часть понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей.

Предметом исследования работы являются электрическая схема, проводники, аппараты, электрооборудование, а также и системы учёта и контроля электроэнергии на рассматриваемой в работе понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей.

Работа актуальна, так как реализует основные положения государственной программы по энергосбережению, а также нормы и критерии основных документов энергетической отрасли [1-5].

В работе проведено решение основных поставленных задач:

– анализ исходных данных по объекту исследования с рассмотрением

технической характеристики понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, а также её потребителей, до проведения реконструкции, а также обоснование необходимости проведения реконструкции;

– непосредственная реконструкция понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора». Для данной цели проводятся необходимые расчёты для осуществления указанной реконструкции трансформаторной понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора». В работе проводятся необходимые расчёты, в результате которых на трансформаторной понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора», после проведения необходимых мероприятий по реконструкции, выбраны и обоснованы: схема электрических соединений, силовые трансформаторы, электрические проводники и аппараты, система учёта и контроля электроэнергии. Также в работе разработаны вопросы по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения рассматриваемой понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Красная гора». Проведён расчёт установившихся нормальных и послеаварийных режимов на понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Красная гора»;

– разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда на трансформаторной понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей.

В результате выполнения работы необходимо разработать проект по реконструкции трансформаторной понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, в соблюдены нормы и требования нормативных документов [1-5]. Решения основных поставленных в работе задач проводится, исходя из нормативно – технических источников с непосредственным использованием рекомендованной учебной и технической литературы с применением типовых проектов.

1 Анализ исходных данных

1.1 Техническая характеристика системы электроснабжения и потребителей ПС-35/10 кВ «Красная гора»

Проводится техническая характеристика понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных электрических сетей до проведения реконструкции.

Рассматриваемая в работе понизительная подстанция 35/10 кВ «Красная гора» по месту нахождения в энергосистеме является узловой распределительной потребительской понизительной подстанцией и играет важное значение в системе электроснабжения всей Брянской области. Она питается от непосредственно от энергосистемы и связана с ней перетоками мощностей.

Электроснабжение понизительной ПС-35/10 кВ «Красная гора» осуществляется от ПС-220/110/35/6 кВ «Цементная» энергосистемы воздушной линией электропередачи на номинальном напряжении 35 кВ (ВЛ 35 кВ).

Рассматриваемая в работе ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей состоит из элементов (графический лист 1):

1) распределительное устройство 35 кВ (далее – ОРУ 35 кВ) – конструктивно выполнено открытым по двухлучевой радиальной схеме электроснабжения с резервированием ремонтной перемычкой, в которой установлены разъединители типа РНДЗ-35.

На двух отходящих линиях к силовым трансформаторам установлены разъединители типа РНДЗ-35, ограничители перенапряжения типа ОПН-35, масляные выключатели типа С-35, трансформаторы напряжения типа ТФЗМ-35, трансформаторы тока типа ТВТ-35. В схеме используется раздельная работа фидеров 35 кВ.

При этом указанные аппараты напряжением 35 кВ фидера 1, питающие второй силовой трансформатор, в нормальном режиме работы отключены и вся нагрузка указанной ПС-35/10 кВ «Красная гора» питается через фидер 2;

2) силовые трансформаторы ТМН-2500/35, обеспечивающие понижение напряжения с 35 кВ до 10 кВ с последующим его распределением в РУ-10 кВ. В данный период в исходной схеме предусмотрена работа только одного силового трансформатора.

Второй трансформатор является резервным и в работе не используется (в нормальном режиме работы схемы отключён);

3) распределительное устройство 10 кВ (КРУ-10 кВ) – выполнено комплектным наружной установки (далее – КРУН) по радиальной схеме электроснабжения с применением секционированной системы сборных шин без резервирования, так как секционный выключатель высокого напряжения в нормальном режиме работы включен, то есть в схеме предусмотрена параллельная работа системы сборных шин.

От сборных шин РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей отходят линии, обеспечивающие питанием потребителей (от каждой секции шин – по 4 отходящие линии) с последующей трансформацией напряжения 10 кВ до напряжения 0,4 кВ и непосредственного распределения его потребителям.

При этом на секциях шин 10 кВ РУ-10 кВ:

– на первой секции сборных шин из четырёх отходящих линий в работе находятся только две, остальные две – отключены (резерв);

– на второй секции сборных шин из четырёх отходящих линий в работе находятся только одна, остальные три – отключены (резерв).

Потребитель второй секции сборных шин получает питание от первого силового трансформатора через включенный секционный выключатель.

На всех отходящих линиях 10 кВ установлены выключатели высокого напряжения типа ВМГ-133, обеспечивающие защиту и коммутацию потребителей указанных линий.

Распределительное устройство 10 кВ ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей выполнено комплектным с применением ячеек типа КРУ КУ-10С, поэтому видимый разрыв обеспечивается без применения разъединителей.

Также от шин 10 кВ получают питание трансформаторы напряжения типа НАМИ-10, защищённые предохранителями ПН-10 и трансформаторы тока типа ТПОЛ-10, установленные на каждой отходящей линии к потребителям.

Краткая исходная характеристика потребителей понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, с учётом подключения новых потребителей, приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Краткая исходная характеристика потребителей понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей

Номер ячейки	Потребитель подстанции «Красная гора»	Установленная номинальная нагрузка потребителей, $P_{уст}$, кВт	Количество потребителей 1,2 категории, %
1СШ Т1 (10 кВ)			
1	Ферма	400	65
2	Посёлок-1	300	80
3	РП-1 (ввод-1)	500	75
4	Лесопилка-1	300	80
Всего по 1СШ Т1 (10 кВ)		1500	75
2СШ Т2 (10 кВ)			
5	РП-1 (ввод-2)	500	75
6	Элеватор	600	60
7	Посёлок-2	300	65
8	Лесопилка-2	200	70
Всего по 2СШ Т2 (10 кВ)		1600	67,5
Всего по ПС-35/10 кВ		3100	71,3

Основываясь на краткой исходной характеристике потребителей понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора», приведённой в таблице 1, далее в работе проводится решение поставленных основных задач.

1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции ПС-35/10 кВ «Красная гора»

Исходя из исходных данных, проводится обоснование необходимости проведения реконструкции подстанции 35/10 кВ «Красная гора».

Установлено, что в последние годы в связи с расширением производства и подключением новых потребителей, в энергосистеме Брянских распределительных сетей наблюдается тенденция к подключению новых потребителей.

Например, в связи с вводом в эксплуатацию новых потребителей, к ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей необходимо подключить дополнительную нагрузку, изначально не предусмотренную проектными условиями.

Установлено, что при подключении новых потребителей, которые относятся к I и II категорий надёжности, уровень надёжности на существующей ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей не соблюдается, в виду отсутствия должного уровня резервирования на сторонах 35 кВ и 10 кВ указанной понизительной подстанции.

При этом при анализе исходной (существующей) схемы электрических соединений существующей ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей показывает, что в случае аварии без питания остаётся практически все элементы схемы указанной понизительной подстанции.

Это является существенным недостатком данной схемы, которая не может быть использована для электроснабжения потребителей I и II категорий надёжности, поэтому незамедлительно требует устранения.

Схема электрических соединений понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, полученная в результате проведения реконструкции при устранении указанных выше недостатков, будет целиком и полностью соответствовать всем требованиям и нормам [1-4].

Кроме того, установлено, что понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей в распределительных устройствах высшего (35 кВ) и низшего (10 кВ) номинальных напряжений есть устаревшие типы и марки электрических аппаратов и оборудования, в частности, выключатели, разъединители, разрядники и др.

Замена их на инновационные современные марки оборудования значительно повысит надёжность схемы, уменьшит затраты на обслуживание и ремонт, сократит межремонтный период до минимума, позволит повысить показатели энергоэффективности как самой понизительной подстанции, так и потребителей, которые получают от неё питание.

Поэтому в работе, помимо мероприятий по реконструкции схемы понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, проводится модернизация существующего оборудования и электрических аппаратов.

Указанные в работе мероприятия по реконструкции и модернизации повысят надёжность системы электроснабжения понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора», оптимизируют показатели энергосистемы, режим её работы, а также потребительских подстанций и приёмников, получающих питание от понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора».

Выводы по разделу 1:

В результате выполнения первого раздела, в работе проведён анализ исходных данных по объекту исследования с рассмотрением технической характеристики понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, а также её потребителей, до проведения реконструкции, а также обоснование необходимости проведения реконструкции.

На основании исходной однолинейной электрической схемы, а также исходных технических данных потребителей подстанции 35/10 кВ «Красная гора», далее в работе осуществляются необходимые разработки и проектирование в связи с реконструкцией данной ПС-35/10 кВ «Красная гора».

При этом целесообразность приведённых мероприятий по реконструкции понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей подтверждается соответствующими расчётами и проверками, проведёнными в работе далее.

2 Реконструкция системы электроснабжения ПС-35/10 кВ «Красная гора»

2.1 Реконструкция схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ «Красная гора»

В схеме электрических соединений ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей внедряются следующие основные мероприятия по реконструкции:

1) в реконструированной схеме электрических соединений ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей необходимо ввести в работу две отходящие линии (фидера) первой секции шин РУ-10 кВ, а также три отходящие линии (фидера) второй секции шин КРУ-10 кВ, которые в исходной схеме были отключены. Далее, на основе расчёта электрических нагрузок указанных электрических соединений, а также всей понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей в целом, необходимо выбрать и проверить:

- силовые трансформаторы подстанции;
- сечения проводников 35 кВ и 10 кВ (питающая и распределительная сеть подстанции);
- электрические аппараты напряжением 35 кВ (для установки в ОРУ-35 кВ подстанции) и 10 кВ (для установки в РУ-10 кВ).

При этом выбор электрических аппаратов всех классов напряжения на понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей необходимо выбрать по современным и передовым каталогам заводов-изготовителей (то есть в работе также проводится модернизация оборудования подстанции).

2) ввести в работу второй силовой трансформатор подстанции. Осуществить питание второго трансформатора понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей от второго источника питания, в оперативной схеме подстанции для нормального режима работы предусмотреть включение второго выключателя высокого напряжения и линейного разъединителя напряжением 35 кВ, обеспечивающих питание, защиту и видимый разрыв (разъединитель) второго силового трансформатора рассматриваемой подстанции;

3) обеспечить в схеме главных соединений и оперативной схеме понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, согласно норм и требований [1-4], необходимый и достаточный уровень резервирования путём применения раздельной работы секций сборных шин РУ-10 кВ с использованием устройства автоматического включения резерва (далее – АВР) на шинах 10 кВ в РУ-10 кВ подстанции. Работа АВР должна быть предусмотрена в послеаварийном режиме при исчезновении питания одной из секций РУ-10 кВ.

Основные мероприятия по реконструкции понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей детально рассмотрены в работе далее.

При этом на каждом этапе при их внедрении осуществляется непосредственная проверка принятых решений согласно требованиям и установленным нормам [1-4].

Однолинейная схема понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, полученная в результате внедрения указанных выше основных мероприятий по реконструкции, показана на графическом листе 2 работы.

План расположения оборудования на ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей приведён на графическом листе 3.

2.2 Расчёт электрических нагрузок подстанции

Исходя из технических данных потребителей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора», приведённых в таблице 1, проводится расчёт электрических нагрузок рассматриваемой в работе понизительной подстанции, по следующим формулам:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{номр}} \quad (1)$$

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}, \quad (2)$$

где P_{np} , Q_{np} , S_{np} – значения расчётных активной, реактивной и полной нагрузки, соответственно, кВт, квар, кВА.

Исходные данные по активной нагрузке потребителей ПС-35/10 кВ «Красная гора» приведены в таблице 1.

Значение расчётной активной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей

$$P_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (3)$$

где K_0 – значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки на шинах 10 кВ в РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Красная гора».

Значение расчётной реактивной нагрузки всей рассматриваемой в работе понизительной подстанции

$$Q_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np} \quad (4)$$

Значение расчётной полной нагрузки всей рассматриваемой в работе понизительной подстанции

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}. \quad (5)$$

Расчёт электрических нагрузок присоединений потребителей на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей проводится на примере первого присоединения потребителей по условиям (1) – (2)

$$P_{np} = 400 \text{ кВт.}$$

$$Q_{np} = 400 \cdot 0,54 = 216 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{400^2 + 216^2} = 454,6 \text{ кВА.}$$

Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей (таблица 2).

Учитывая результаты расчёта электрических нагрузок присоединений потребителей понизительной подстанции, в работе после таблицы 2 также проведён расчёт суммарной нагрузки всей рассматриваемой в работе понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок присоединений потребителей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора»

Потребитель	P_{np} , кВт	Q_{np} , квар	S_{np} , кВА	Количество потребителей 1,2 категории, %
I СШ 10 кВ Т1				
Ферма	400	216	454,6	65
Посёлок-1	300	162	340,9	80
РП-1 (ввод-1)	500	270	568,2	75
Лесопилка-1	300	162	340,9	80
Всего по 1СШ Т1 (10 кВ)	1500	810	1704,7	75
II СШ 10 кВ Т1				
РП-1 (ввод-2)	500	270	568,2	75
Элеватор	600	324	681,9	60
Посёлок-2	300	162	340,9	65
Лесопилка-2	200	108	227,3	70
Всего по 2СШ Т2 (10 кВ)	1600	864	1818,4	67,5
Всего по ПС-35/10 кВ	3100	1674	3523,1	71,3

Расчётная нагрузка всей рассматриваемой в работе понизительной подстанции по условиям (3) – (5)

$$P_{ПС} = 0,9 \cdot 3100 = 2790 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ПС} = 0,9 \cdot 1674 = 1506,6 \text{ квар.}$$

$$S_{ПС} = \sqrt{2790^2 + 1506,6^2} = 3170,8 \text{ кВА.}$$

Результаты, полученные при расчёте электрических нагрузок как присоединений, так и всей реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, используются в работе далее при выборе и проверке силовых трансформаторов подстанции, а также проводников и электрических аппаратов распределительных устройств подстанции, а также потребителей.

2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанции с учётом проведённой реконструкции

Так как реконструируемая ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей питает потребители, большинство из которых относится к I и II категориям надёжности, следовательно, на данной понизительной подстанции остаётся два силовых трансформатора.

Проводится проверка силовых трансформаторов рассматриваемой в работе понизительной подстанции на перегрузочную способность как в нормальном, так и в максимальном (послеаварийном) режиме работы.

Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей в работе проводится по условию

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4}, \quad (6)$$

По условию (6)

$$S_{ном.т} \geq \frac{3170,8}{1,4} = 2264,9 \text{ кВА.}$$

Согласно полученным данным расчёта, для установки на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора», выбирается силовой трансформатор марки ТМН-2500/35 [12], который совпадает с ранее установленным трансформатором до проведения реконструкции.

В нормальном режиме работы системы, коэффициент загрузки силового трансформатора, установленного на понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, должен удовлетворять:

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{S_{ном.т}}, \quad (7)$$

Согласно условию (7)

$$K_3 = \frac{0,5 \cdot 3170,8}{2500} = 0,63 < 0,7.$$

Условие проверки трансформатора в нормальном режиме выполняется.

В максимальном (послеаварийном) режиме работы системы, коэффициент загрузки силового трансформатора, установленного на подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, должен удовлетворять:

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{S_{ТП}}{S_{ном.т}}, \quad (8)$$

Согласно условию (8)

$$K_3 = \frac{3170,8}{2500} = 1,27 < 1,4.$$

Расчётом установлено, что трансформаторы ТМН-2500/35 не нуждаются в замене в связи с подключением к ПС-35/10 кВ новых потребителей к рассматриваемой в работе понизительной подстанции.

2.4 Выбор сечения проводников подстанции 35/10 кВ «Красная гора»

Воздушная линия электропередачи напряжением 35 кВ подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей, также, как и все отходящие линии к потребителям напряжением 10 кВ, выполнены воздушными линиями электропередачи с использованием сталеалюминиевых проводов марки АС, а также анкерных и промежуточных опор.

Известно, что выбор сечений воздушных линий электропередачи осуществляется по экономической плотности тока по выражению

$$F_3 = \frac{I_{\max}}{j_3}, \quad (9)$$

где I_{\max} – максимальный ток послеварийного режима воздушной линии электропередачи, А;

j_3 – экономически выгодная плотность тока, А/мм².

Для питающей ВЛ-35 кВ подстанции 35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей рабочий ток нормального режима определяется так:

$$I_n = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (10)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность силового трансформатора,
установленного на подстанции 35/10 кВ «Красная гора», кВА.

Для питающей ВЛ-35 кВ по условию (10)

$$I_n = \frac{3170,8}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 52,3 \text{ А.}$$

Значение расчётного максимального тока послеаварийного режима воздушной линии электропередачи (рассматривается аварийный режим, когда одна линия питает два силовых трансформатора рассматриваемой в работе понизительной подстанции)

$$I_a = 1,4 \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (11)$$

Для ВЛ-35 кВ по условию (11)

$$I_a = 1,4 \cdot 52,3 = 73,2 \text{ А.}$$

«Выбранное сечение провода воздушной линии электропередачи необходимо проверить по условию нагрева максимальным током в послеаварийном режиме работы» [1]

$$I_{дон} \geq I_a. \quad (12)$$

где $I_{дон}$ – значение «длительно – допустимого тока выбранного» [4]
проводника стандартного сечения, А.

Для питающей воздушной линии электропередачи напряжением 35 кВ по условию (12)

$$F_{\text{эк}} = \frac{73,2}{1,1} = 66,56 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности для проводов питающей воздушной линии электропередачи напряжением 35 кВ должно выполняться следующее условие по минимальному сечению провода (II район по гололёду, ВЛ – общего пользования, одноцепная [4])

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}} = 35 \text{ мм}^2. \quad (13)$$

Для питающей воздушной линии электропередачи напряжением 35 кВ выбирается провод марки АС-70/11 с длительно – допустимым током проводника $I_{\text{дон}} = 261 \text{ А}$ [4].

Согласно (11)

$$261 \text{ А} > 73,2 \text{ А}.$$

Условие (11) выполняется.

Согласно (13)

$$70 \text{ мм}^2 > 35 \text{ мм}^2.$$

Условие (13) выполняется.

Выбор сечения воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора», отходящих к потребителям напряжением 10 кВ, проведён аналогично выбору воздушной линии напряжением 35 кВ (таблица 3).

Таблица 3 – Выбор сечения ВЛ-10 кВ, отходящих к потребителям понизительной подстанции 35/10 кВ «Красная гора»

№ ячейки	Присоединение	I_{max} , А	Марка/сечение провода ВЛ-10 кВ	$I_{дон}$, А
1СШ Т1				
1	Ферма	26,2	АС-25	142
2	Посёлок-1	19,7	АС-25	142
3	РП-1 (ввод-1)	32,8	АС-35	175
4	Лесопилка-1	19,7	АС-25	142
2СШ Т2				
5	РП-1 (ввод-2)	32,8	АС-35	175
6	Элеватор	39,4	АС-35	175
7	Посёлок-2	19,7	АС-25	142
8	Лесопилка-21	13,1	АС-25	142

Все выбранные сечения проводников напряжением 35 кВ и 10 кВ наносятся на графический лист 2 работы.

2.5 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции 35/10 кВ «Красная гора»

Расчёт токов короткого замыкания (далее – КЗ) на подстанции «Красная гора» Брянских распределительных сетей проводится с целью:

– проверки электрических аппаратов и проводников на термическую и электродинамическую стойкости к токам короткого замыкания. Для этой цели

проводятся расчёты максимального трёхфазного тока, а также значения ударного тока КЗ в расчётных точках;

– выбора и проверки на чувствительность уставок релейной защиты и автоматики. Для этой цели проводятся расчёты максимального трёхфазного тока, а также значения двухфазного (минимального) тока КЗ в расчётных точках.

Расчёт искомым трёхфазных токов КЗ в максимальном режиме проводится в расчётной точке К1 – сеть напряжением 35 кВ (на выводах ВН силового трансформатора), а также в расчётной точке К2 – сеть напряжением 10 кВ (на выводах НН трансформатора).

Исходная схема представлена на рисунке 1.

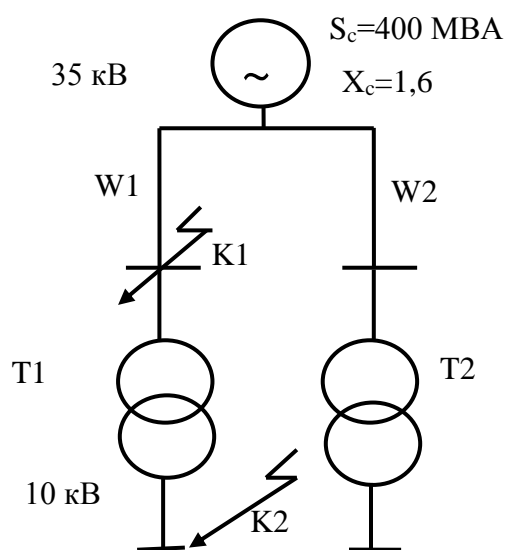


Рисунок 1 – Исходная схема для расчёта токов КЗ

Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ в работе представлена на рисунке 2.

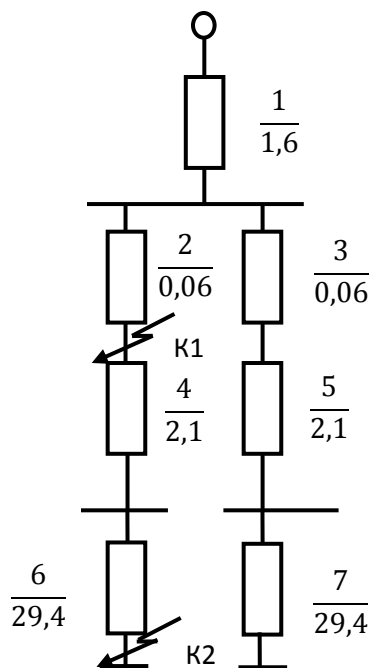


Рисунок 2 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ

В качестве базисной ступени выбирается ступень высшего напряжения – 35 кВ.

Результаты расчётов токов КЗ, полученные на неосновной ступени (10 кВ) приводятся к основной ступени напряжения путём умножения результата на коэффициент трансформации силового трансформатора подстанции.

Выбираются и рассчитываются базисные условия:

$$S_c = S_b = 400 \text{ МВА.}$$

$$U_{б.1} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ.}$$

$$U_{б.2} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

Базисный ток

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}. \quad (14)$$

$$I_{\sigma.1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 6,29 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma.2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22 \text{ кА.}$$

Сопротивление энергосистемы

$$X_1 = X_c \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\sigma c}}. \quad (15)$$

$$X_1 = 1,6 \cdot \frac{400}{400} = 1,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление питающей воздушной линии 35 кВ

$$X_{wl} = X_2 = X_3 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.cm}^2}, \quad (16)$$

где X_0 - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км;

L - суммарная длина ВЛ, км.

$$X_{wl} = 0,4 \cdot 0,5 \cdot \frac{400}{36,75^2} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмотки ВН (напряжение 35 кВ) силового трансформатора

$$X_6 = \frac{0,125 \cdot U_{\text{квн}\%} \cdot S_{\bar{b}}}{100 \cdot S_{\text{н.т.}}} \quad (17)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{0,125 \cdot 10,5 \cdot 400}{100 \cdot 2,5} = 2,1 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмотки НН (напряжение 10 кВ) силового трансформатора подстанции

$$X_{\text{н1}} = X_{\text{н2}} = \frac{1,75 \cdot U_{\text{квн}\%} \cdot S_{\bar{b}}}{100 \cdot S_{\text{н.т.}}} \quad (18)$$

$$X_6 = X_7 = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 400}{100 \cdot 2,5} = 29,4 \text{ Ом.}$$

Полученные расчётные параметры схемы замещения наносятся на рисунок 2.

Далее проводим преобразование исходной схемы замещения с целью расчёта токов КЗ в точках К1 и К2.

Схема замещения, преобразованная для расчётной точки К1, представлена на рисунке 3.

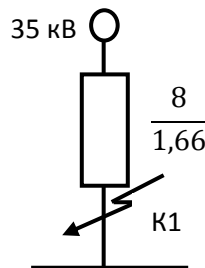


Рисунок 3 – Схема замещения, преобразованная для точки К1

Результирующее сопротивление до расчётной точки К1

$$X_8 = X_1 + X_2. \quad (19)$$

$$X_8 = 1,6 + 0,06 = 1,66 \text{ Ом.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания (максимальное значение тока трёхфазного КЗ) в расчётной точке К1

$$I_{\text{пол}} = \frac{E}{X_8} \cdot I_{\sigma}, \quad (20)$$

где E_c - сверхпереходная ЭДС энергосистемы, $E_c=1$.

$$I_{\text{пол}} = \frac{1}{1,66} \cdot 6,29 = 3,79 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{ном.ист.}} = \frac{S_{\text{ном.ист.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}. \quad (21)$$

$$I_{\text{ном.ист.}} = 6,29 \text{ кА.}$$

$$a = \frac{I_{\text{по}}}{I_{\text{ном.ист.}}}. \quad (22)$$

$$a = \frac{3,79}{6,29} = 0,6025.$$

$$a = \frac{I_{\text{по}}}{I_{\text{ном.ист.}}} = 0,6 \leq 4,5.$$

Следовательно, исходя из приведённого соотношения, принимается $\gamma=1$ и, значит, величина токов КЗ в любой момент времени $I_{\text{нт}}$ равна начальному действующему значению периодической составляющей токов КЗ.

То есть, должно выполняться следующее условие

$$I_{нт} = I_{пол} = 3,79 \text{ кА.}$$

Схема замещения для расчета тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 представлена на рисунке 4.

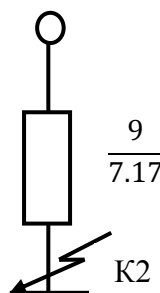


Рисунок 4 – Схема замещения для расчетов в точке К2

Расчёт для точки К2 аналогичен расчёту для точки К1 (с учётом большего числа сопротивлений, входящих в цепь К3).

$$X_9 = X_8 + X_4 + X_6. \quad (23)$$

$$X_9 = 1,66 + 2,1 + 29,4 = 33,16 \text{ Ом.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания (максимальное значение) в точке К2 с учётом того, что данная точка К3 находится не на основной (базовой) ступени напряжения, следовательно, результат расчёта необходимо умножить на коэффициент трансформации

$$I_{\text{по2}} = \frac{E}{X_9} \cdot I_6 \cdot K_m, \quad (24)$$

где K_m – значение коэффициента трансформации силового трансформатора подстанции, о.е.

$$I_{\text{по2}} = \frac{1}{33,16} \cdot 22 \cdot \frac{36,75}{10,5} = 2,32 \text{ кА}.$$

Значение ударного тока в расчётной точке К1

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по1}}. \quad (25)$$

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 3,79 = 9,11 \text{ кА}.$$

Значение ударного тока в расчётной точке К2

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по2}}. \quad (26)$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,32 = 4,59 \text{ кА}.$$

Значение двухфазного тока короткого замыкания

$$I_{\text{но(min)}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{но}}. \quad (27)$$

Значение двухфазного тока КЗ в точке К1

$$I_{\text{но(min)}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,79 = 3,28 \text{ кА}.$$

Значение двухфазного тока КЗ в расчётной точке К2 понизительной подстанции «Красная гора» Брянских распределительных сетей

$$I_{no(min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,32 = 2,01 \text{ кА.}$$

Все полученные в работе результаты расчёта токов короткого замыкания (трёхфазного, двухфазного), а также ударных токов, выполненных в системе электроснабжения понизительной подстанции «Красная гора» Брянских распределительных сетей, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов токов короткого замыкания на понизительной подстанции «Красная гора» Брянских распределительных сетей

Параметр	Точка К1	Точка К2
I_{no} , кА	3,79	2,32
$I_{no (min)}$, кА	3,28	2,01
$i_{y\delta}$, кА	9,11	4,59

Полученные результаты расчетов токов короткого замыкания, а также величины ударных токов трёхфазного КЗ в системе электроснабжения понизительной подстанции «Красная гора» Брянских распределительных сетей, используются в работе далее.

2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции «Красная гора»

Для установки на понизительной подстанции «Красная гора» Брянских распределительных сетей в работе выбираются следующие электрические

аппараты:

– в ОРУ-35 кВ: выключатели высокого напряжения, разъединитель, трансформаторы тока, ограничители перенапряжения;

– в РУ-10 кВ: выключатели высокого напряжения, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжения.

Выбор аппаратов ВН [6-8]:

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (28)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n; \quad (29)$$

Проверка аппаратов ВН [6-8]:

$$I_{нт} \leq I_{откл.} \quad (30)$$

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_n), \quad (31)$$

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (32)$$

$$i_y \leq i_{пр.с}, \quad (33)$$

$$B_k \leq I_T^2 t_T; \quad (34)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a), \quad (35)$$

Для установки на стороне 35 кВ реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Красная гора» выбран выключатель высокого напряжения марки ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока [8], который устанавливается в схеме.

Выбор данного выключателя по напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ} = U_{сети} = 35 \text{ кВ}.$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ A} > I_{расч} = 57,7 \text{ A}.$$

Проверка данного выключателя по условиям (28 – 29) выполняется:

$$I_{откл} = 20 \text{ кА} > I_{к1} = 3,79 \text{ кА}.$$

$$i_{пр.скв} = 32 \text{ кА} > i_{ук1} = 9,11 \text{ кА}.$$

$$I_t^2 = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{с} > I_k^2 (t_{откл} + T_a) = 3,79^2 \cdot (5 + 0,02) = 12,68 \text{ кА}^2 \text{с}.$$

$$\sqrt{2} \cdot I_k (1 + \beta_{ном} / 100) = 35 > \sqrt{2} \cdot 3,79 \cdot (1 + e^{\frac{-(0,05 + 0,1)}{0,007}}) = 18,1 \text{ кА}^2 \text{с}.$$

Таким образом, данный выключатель подходит для установки в ОРУ-35 кВ реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Красная гора», а также удовлетворяет требованиям проверок.

Выбор выключателей высокого напряжения 10 кВ ПС-35/10 кВ реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Красная гора» выполнен аналогично.

В результате аналогично проведённых расчётов и проверок, для установки в РУ-10 кВ в работе принимаются следующие типы выключателей:

- вводной выключатель РУ-10 кВ - ВВ/TEL-10-20/630-У2-48;
- секционный выключатель РУ-10 кВ - ВВ/TEL-10-20/630-У2-48;
- выключатель РУ-10 кВ для защиты отходящих линий - ВВ/TEL-10-20/630-У2-48.

Для обеспечения видимого разрыва в сети 35 кВ применяются разъединители, устанавливаемые в ОРУ-35 кВ на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» (таблица 5).

Таблица 5 – Выбор разъединителя 35 кВ

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры	Каталожные параметры разъединителя РЛНДЗ-2-35/600
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_n = 35$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 57,7$ А	$I_n = 1000$ А
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 9,11$ кА	$i_{нр.с} = 20$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 18,1$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 3500$ кА ² с

Выбирается трансформатор тока 10 кВ марки ТПК-10 (таблица 6).

Таблица 6 – Выбор трансформатора тока 10 кВ на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры	Каталожные параметры трансформатора тока ТПК-10
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 202,3$ А	$I_n = 300$ А
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 4,59$ кА	$i_{нр.с} = 40$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 12,24$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 2000$ кА ² с

Выбирается трансформатор напряжения 10 кВ марки НАМИТ-10-УЗ (таблица 7).

Так как в ОРУ-35 кВ на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей требуются ограничители перенапряжения (далее – ОПН) внешней установки типа ОПН-У/TEL-35/84-УХЛ1.

Таблица 7 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» Брянских распределительных сетей

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры	Каталожные параметры трансформатора напряжения НАМИТ-10-УЗ
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 202,3 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 4,59 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 60 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 12,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Все выбранные электрические аппараты напряжением 35 кВ и 10 кВ на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» удовлетворяют требуемым условиям выбора и всех проверок.

Они показаны в графической части работы на графическом листе 3 (на плане расположения оборудования на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора»).

2.7 Расчёт установившихся нормальных и послеаварийных режимов

Целью расчёта установившихся нормальных и послеаварийных электрических режимов на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» является определение параметров режимов и получение необходимых данных для решения вопросов регулирования напряжения.

«Активное и индуктивное сопротивления линий» [14]

$$R = \frac{R_0 l}{n}, \text{ Ом.} \quad (36)$$

$$X = \frac{X_0 l}{n}, \text{ Ом.} \quad (37)$$

Остальные основные расчётные величины согласно [14]

$$G = G_0 l = \frac{\Delta P_{\kappa}}{U_{\text{НОМ}}^2} l, \text{ См.} \quad (38)$$

$$B = B_0 l = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_3}} l, \text{ См.} \quad (39)$$

$$Q_{c0} = U_{\text{НОМ}}^2 b_0, \text{ квар / км.} \quad (40)$$

$$Q_c = Q_{c0} l, \text{ квар.} \quad (41)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_{\kappa.3.} U_H^2}{S_H^2}, \quad (42)$$

$$X_T = \frac{U_{\kappa.} \% U_H^2}{100 S_H^2}, \quad (43)$$

$$\Delta S_{xx\Sigma} = n_m \left(\Delta P_{xx} + j \frac{I_{xx}}{100} S_{m \text{НОМ}} \right). \quad (44)$$

$$\Delta S_T = \left(\frac{S_{\text{max}}}{U_H} \right)^2 \cdot z_{T\Sigma}. \quad (45)$$

«Поток мощности в начале участка» [14]

$$\Delta S_H^H = S_{\text{max}} + \Delta S_T. \quad (46)$$

«Поток мощности в конце участка» [14]

$$\Delta S_K^K = S_H^H + \Delta S_{X\Sigma}. \quad (47)$$

«потери мощности» [14]

$$\Delta S_{л} = \left(\frac{S_{к}^{к}}{U_{н}}\right)^2 \cdot z_{л}. \quad (48)$$

Схема замещения нормального режима приведена на рисунке 5.

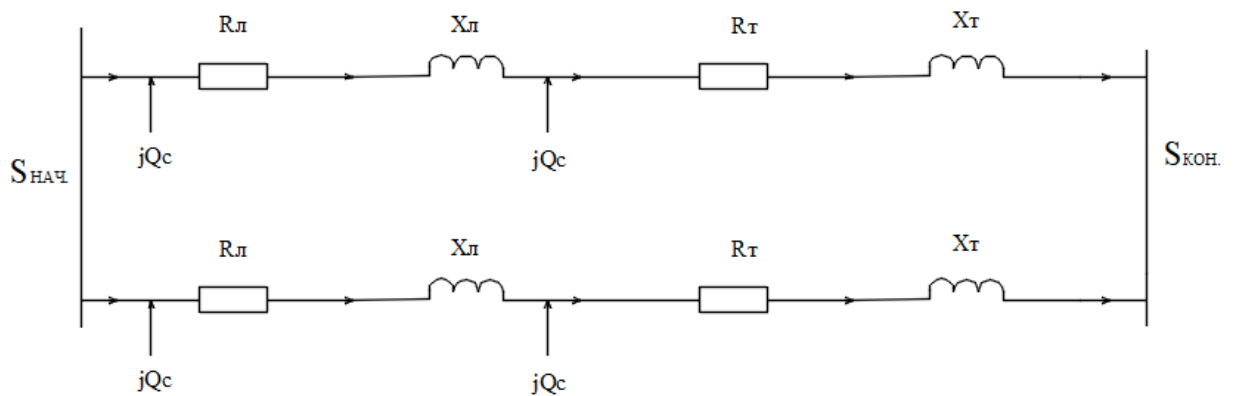


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта нормального режима (максимальных и минимальных нагрузок)

Схема замещения послеаварийного режима приведена на рисунке 6.

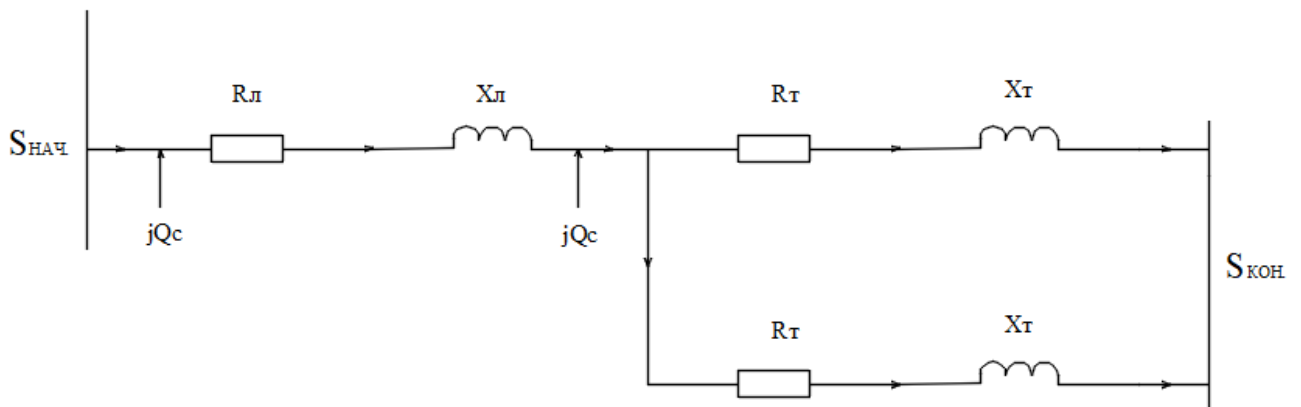


Рисунок 6 – Схема замещения для расчёта послеаварийного режима

Расчёт проводится на примере режима максимальных нагрузок.

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ac}}, \text{ мм.}$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} D_{мф} = \sqrt[3]{2} \cdot 3000 = 3780 \text{ мм}$$

$$\lg \frac{D_{cp}}{d_{np}/2} = \lg \frac{3780}{11/2} = 2,84 \text{ Ом / км}$$

$$Q_{c0} = U_{ном}^2 b_0 = 35^2 \cdot 2,79 \cdot 10^{-6} = 0,003 \text{ квар / км.}$$

$$Q_c = Q_{c0} \cdot l = 0,003 \cdot 18 \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 10^{-6} \text{ Мвар.}$$

$$I = jF = 1,1 \cdot 70 = 77 \text{ А.}$$

$$S_{неп} = \sqrt{3} I U_{ном} = \sqrt{3} \cdot 77 \cdot 35 = 4662,35 \text{ кВА} \approx 4,66 \text{ МВА.}$$

$$Q_c = \frac{Q_c}{S_{неп}} \cdot 100 \% = \frac{6 \cdot 10^{-6}}{4,66} \cdot 100 \% = 12 \cdot 10^{-3} \%.$$

$$r_{л} = r_0 l = 0,46 \cdot 18 = 8,28 \text{ Ом;}$$

$$x_{л} = x_0 l = 0,275 \cdot 18 = 4,95 \text{ Ом.}$$

$$r_m = \Delta P_{к} \cdot \frac{U_{В ном}^2}{S_{т ном}^2} = 22 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{35^2}{2,5^2} = 4,31 \text{ Ом;}$$

$$x_m = \frac{u_{к}}{100} \cdot \frac{U_{В ном}^2}{S_{т ном}^2} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{35^2}{2,5^2} = 12,74 \text{ Ом;}$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} S_{т ном} = \frac{1}{100} \cdot 2,5 = 0,025 \text{ Мвар} = 25 \text{ квар.}$$

Суммарные потери мощности равны:

- в первом трансформаторе ПС-35/10 кВ

$$\Delta P_{m\Sigma} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} r_m + \Delta P_{xx\Sigma} = \frac{1500^2 + 810^2}{35^2} 4,31 + 3500 \approx 13725 \text{ Вт} = 13,73 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} x_m + \Delta Q_{xx\Sigma} = \frac{1500^2 + 810^2}{35^2} 12,74 + 25 \cdot 10^3 \approx 55223 \text{ вар} = 55,22 \text{ квар}.$$

- во втором трансформаторе ПС-35/10 кВ

$$\Delta P_{m\Sigma} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} r_m + \Delta P_{xx\Sigma} = \frac{1600^2 + 864^2}{35^2} 4,31 + 3500 \approx 15133,5 \text{ Вт} = 15,13 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} x_m + \Delta Q_{xx\Sigma} = \frac{1600^2 + 864^2}{35^2} 12,74 + 25 \cdot 10^3 \approx 59387,8 \text{ вар} = 59,39 \text{ квар}.$$

Значит

$$\begin{aligned} S_p = S_p + \Delta S_{m\Sigma} &= 3100 + j1674 + 13,73 + 15,13 + j55,22 + j59,39 = \\ &= 3128,86 + j1788,61 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

$$S_\kappa = S = 3100 + j1674 \text{ кВА}.$$

Значения сопротивлений

$$R_1 = r_l + r_m = 8,28 + 4,31 = 12,59 \text{ Ом};$$

$$X_1 = x_l + x_m = 4,95 + 12,74 = 17,69 \text{ Ом}.$$

Потери мощности ПС-35/10 кВ

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} R_1 = \frac{3100^2 + 1674^2}{35^2} 12,59 \cdot 10^{-3} = 127,567 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} X_1 = \frac{3100^2 + 1674^2}{35^2} 17,69 \cdot 10^{-3} = 179,243 \text{ квар}.$$

Мощность в начале ПС-35/10 кВ

$$S_n = S_k + \Delta P_1 + j\Delta Q_1 = 3100 + j1674 + 127,57 + j179,24 = \\ = 3227,57 + j1853,24 \text{ кВА}.$$

«Падение напряжения» [18]

$$\Delta U_1 = \frac{P_1 R_1 + Q_1 X_1}{U_{жсл}} = \frac{3100 \cdot 12,59 + 1674 \cdot 17,69}{38,5} \cdot 10^{-3} = 1,78 \text{ кВ}.$$

«Напряжение в конце» [18]

$$U_1 = U_{жсл} - \Delta U_1 = 38,5 - 1,78 = 36,72 \text{ кВ}.$$

Аналогично проводятся расчёты для подстанции в режиме минимальных нагрузок.

Суммарные потери мощности в трансформаторах ПС-35/10 кВ:

- для Т1

$$\Delta P_{m\Sigma} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} r_m + \Delta P_{xx\Sigma} = \frac{900^2 + 486^2}{35^2} 4,31 + 3500 \approx 7180,4 \text{ Вт} \approx 7,18 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} x_m + \Delta Q_{xx\Sigma} = \frac{900^2 + 486^2}{35^2} 12,74 + 25 \cdot 10^3 \approx 35880 \text{ вар} = 35,88 \text{ квар}.$$

- для Т2

$$\Delta P_{m\Sigma} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} r_m + \Delta P_{xx\Sigma} = \frac{960^2 + 518,4^2}{35^2} 4,31 + 3500 \approx 7688 \text{ Вт} \approx 7,69 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} x_m + \Delta Q_{xx\Sigma} = \frac{960^2 + 518,4^2}{35^2} 12,74 + 25 \cdot 10^3 \approx 37379,5 \text{ вар} = 37,38 \text{ квар.}$$

$$S_p = S_p + \Delta S_{m\Sigma} = 1860 + j1004,4 + 7,18 + 7,69 + j35,88 + j37,38 = \\ = 1874,87 + j1077,66 \text{ кВА.}$$

$$S_k = S = 1860 + j1004,4 \text{ кВА.}$$

$$R_1 = r_l + r_m = 8,28 + 4,31 = 12,59 \text{ Ом};$$

$$X_1 = x_l + x_m = 4,95 + 12,74 = 17,69 \text{ Ом.}$$

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} R_1 = \frac{1860^2 + 1004,4^2}{35^2} 12,59 \cdot 10^{-3} = 45,92 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} X_1 = \frac{1860^2 + 1004,4^2}{35^2} 17,69 \cdot 10^{-3} = 64,53 \text{ квар.}$$

$$S_n = S_k + \Delta P_1 + j\Delta Q_1 = 1860 + j1004,4 + 45,92 + j64,53 = \\ = 1905,92 + j1068,93 \text{ кВА.}$$

$$\Delta U_1 = \frac{P_1 R_1 + Q_1 X_1}{U_{жсел}} = \frac{1860 \cdot 12,59 + 1004,4 \cdot 17,69}{35} \cdot 10^{-3} = 1,17 \text{ кВ.}$$

$$U_1 = U_{жсел} - \Delta U_1 = 35 - 1,17 = 33,83 \text{ кВ.}$$

Аналогично проводятся расчёты для подстанции в послеаварийном режиме:

$$S_p = S_p + \Delta S_{m\Sigma} = 3100 + j1674 + 13,725 + 15,134 + j55,223 + j59,388 = \\ = 3128,859 + j1788,611 \text{ кВА.}$$

$$S_k = S = 3100 + j1674 \text{ кВА.}$$

$$R_1 = 0,5r_l + r_m = 0,5 \cdot 8,28 + 4,31 = 8,45 \text{ Ом};$$

$$X_1 = 0,5x_l + x_m = 0,5 \cdot 4,95 + 12,74 = 15,22 \text{ Ом.}$$

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} R_1 = \frac{3100^2 + 1674^2}{35^2} 8,45 \cdot 10^{-3} = 85,62 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} X_1 = \frac{3100^2 + 1674^2}{35^2} 15,22 \cdot 10^{-3} = 154,22 \text{ квар.}$$

$$S_n = S_k + \Delta P_1 + j\Delta Q_1 = 3100 + j1674 + 85,62 + j154,22 = \\ = 3185,62 + j1828,22 \text{ кВА.}$$

$$\Delta U_1 = \frac{P_1 R_1 + Q_1 X_1}{U_{жсел}} = \frac{3100 \cdot 8,45 + 1674 \cdot 15,22}{38,5} \cdot 10^{-3} = 1,34 \text{ кВ.}$$

$$U_1 = U_{жсел} - \Delta U_1 = 38,5 - 1,34 = 37,16 \text{ кВ.}$$

Результаты расчёта установившихся нормальных и послеаварийных электрических режимов ПС-35/10 кВ «Красная гора» приведены в таблице сводных данных (таблица 8).

Таблица 8 - Результаты расчёта установившихся нормальных и послеаварийных электрических режимов ПС-35/10 кВ «Красная гора»

Определяемый параметр	Электрический режим		
	Максимальный	Минимальный	Послеаварийный
Мощность нагрузки ПС, кВА	3100 + j1674	1860 + j1004,4	3100 + j1674
Суммарное сопротивление, Ом	12,59 + j17,69	12,59 + j17,69	8,45 + j15,22
Потери мощности на ПС, кВА	127,57 + j179,24	45,92 + j64,53	127,57 + j179,24
Мощность в начале ПС, кВА	3227,57 + j1853,24	1905,92 + j1068,93	3185,62 + j1828,22
Напряжение в начале участка, кВ	38,5	35,0	38,5
Падение напряжения на участке, кВ	1,78	1,17	1,34
Напряжение в конце участка, кВ	36,72	33,83	37,16

2.8 Выбор блоков релейной защиты и автоматики

В работе проводится выбор современных блоков релейной защиты и автоматики для установки на ПС-35/10 кВ «Красная гора».

Согласно [1,18,19], к релейной защите и автоматике (РЗА) систем электроснабжения предъявляются следующие основные требования:

- быстродействие;
- надёжность;
- селективность (избирательность);
- минимизация времени и затрат на монтаж, обслуживание и ремонт (экономичность).

Современные микропроцессорные устройства РЗА, пришедшие на смену устаревшим электромагнитным, электромеханическим и индукционным реле, в полной мере отвечают данным требованиям [18,19].

В основе современных микропроцессорных РЗА лежат надёжные и компактные интегральные микросхемы, которые имеют значительное преимущество перед устаревшими типами реле, указанными выше [18,19].

Последнее поколение микропроцессорных РЗА выполняется в виде многофункциональных блоков (многоцелевые устройства), в которых объединены функции многих защит, устройств автоматики и сигнализации.

Использование последних позволяет значительно уменьшить габариты устройств РЗА, а также сократить затраты и время на монтаж, обслуживание и ремонт.

Кроме того, по показателям надёжности и быстродействия современные микропроцессорные блоки защит значительно превосходят устаревшие аналоги на индукционной и электромагнитной базе.

В качестве микропроцессорной защиты для ПС-35/10 кВ «Красная гора» в работе выбираются [20]:

– для релейной защиты – блоки марки БМРЗ (производитель – НТЦ «Механотроника»);

– для автоматики – блоки марки БРЧН-100;

– для центральной сигнализации – блоки марки БМЦС-40.

Данные блоки РЗиА заменяют устаревшие индукционные и электромагнитные реле типа РТ-40, РТ-80, РТМ, РТВ, которые использовались на ПС-35/10 кВ «Красная гора» до реконструкции.

За счёт этой замены проводится реконструкция релейной защиты и автоматики на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора».

Выбор блоков РЗиА для реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор блоков РЗиА для реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора»

Защищаемый элемент реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора»	Марка применяемых блоков РЗиА	Основные реализуемые РЗиА блока
Питающая воздушная линия 35 кВ	БМРЗ-150, БРЧН-100	МТЗ, ТО (ДЗ), ЗОЗ (БМРЗ-150); АПВ (БРЧН-100)
Отходящие воздушные линии 10 кВ	БМРЗ-100	МТЗ, ТО (ДЗ), ЗОЗ (БМРЗ-100)
Секционный выключатель 10 кВ	БМРЗ-50, БРЧН-100	МТЗ, ТО (ДЗ), ЗОЗ (БМРЗ-50); АВР (БРЧН-100)
Силовые трансформаторы	БМРЗ	ДЗ, МТЗ, ТО, ЗОЗ (БМРЗ)
Сигнализация	БМЦС-40	Рабочая, аварийная, предупредительная, командная, контрольная, блокировочная, положений

2.9 Выбор систем учёта и контроля электроэнергии

Согласно [1], на ПС-35/10 кВ «Красная гора» необходимо предусмотреть установку современных измерительных приборов, приборов учёта и контроля электроэнергии.

При этом на реконструируемой подстанции целесообразно внедрить систему АСКУЭ с дифференцированными по времени суток тарифов на электроэнергию и с функцией локализации узлов с коммерческими потерями.

АСКУЭ – это современная система коммерческого учёта и контроля электроэнергии потребителей на всех уровнях электрической сети.

Она появилась в начале 90-х годов 20 века. С тех пор она совершенствуется и углубляется постоянно.

Первые разработки АСКУЭ были основаны на полупроводниковой технике третьего поколения: тиристры, диоды и первые БИС (большие интегральные схемы).

Однако с прорывом в данной области, схемы стали значительно менее громоздки и надёжны.

Также помогла усовершенствованию АСКУЭ и мобильная связь, которая за несколько десятилетий кардинально изменила уровень работы всей системы в целом.

В работе используется модем и мобильная связь с оператором энергоснабжающей организации, что позволяет передать точные и своевременные показания потребления электроэнергии, а также контролировать лимиты её потребления и параметры сети.

В последние годы активно развивается направление АСКУЭ на основе нейронных сетей, что позволяет значительно уменьшить ошибку и погрешности при передаче данных, а также ускорить данный процесс, используя резервные каналы связи.

Экономическая оценка эффективности внедрения системы АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» с дифференцированными по времени суток тарифов на электроэнергию и с функцией локализации узлов с коммерческими потерями (блокировка несанкционированного доступа к электрическим сетям с целью хищения электроэнергии) перспективна, так как срок окупаемости внедрения АСКУЭ в системе электроснабжения реконструируемой ПС-35/10 кВ «Красная гора» составит менее трёх лет.

Структурная схема АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей ПС-35/10 кВ «Красная гора» представлена на графическом листе 5.

Выводы по разделу 2:

В результате выполнения второго раздела, в работе разработаны мероприятия по реконструкции системы электроснабжения подстанции 35/10 кВ «Красная гора», включающие реконструкцию схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ «Красная гора», для чего проведён расчёт электрических нагрузок, осуществлён выбор сечения проводников и электрических аппаратов, проведён расчёт токов короткого замыкания, а также проверка силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Красная гора» с учётом проведённой реконструкции.

Осуществлён расчёт установившихся нормальных и послеаварийных электрических режимов.

Выбраны блоки современные релейной защиты и автоматики для установки на ПС-35/10 кВ «Красная гора» марки БМРЗ (производитель – НТЦ «Механотроника»), для автоматики – блоки марки БРЧН-100, для центральной сигнализации – блоки марки БМЦС-40.

Выбрана система АСКУЭ для контроля и учёта электроэнергии.

3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда

3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности

Известно, что понизительные подстанции высокого напряжения являются источниками повышенной опасности как для обслуживающего персонала, так и для флоры и фауны. В виду этого, при выполнении работ на понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора», необходимо строго соблюдать мероприятия по технике безопасности и охране труда в целом, а также нормы экологической безопасности.

Как правило, поражение электрическим током в сетях понизительных подстанций возникает в таких случаях:

- при прикосновении к токоведущим частям под напряжением (токоведущие силовые цепи электроустановок, собственные нужды, оперативные цепи релейной защиты и автоматики);
- при приближении на недопустимое расстояние к токоведущим частям электроустановок понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора»;
- при прикосновении к заземленным нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением (напряжение прикосновения);
- при нахождении человека вблизи заземления (менее 8 м), с которого проходит ток в землю (напряжение шага или иного возможного замыкания на землю) в понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора».

Кроме того, существует вероятность прочих производственных видов опасности:

- опасность возможных ожогов электрической дугой, которая возникла в результате неправильных оперативных действий с разъединителями, заземляющими ножами;

- возможность ушибов и переломов конечностей вследствие падений при движении по неровной или скользкой, или неосвещённой поверхности;
- опасность повреждения организма вследствие попадания конечностей под трущиеся и вращающиеся объекты электрооборудования.

Возникновения пожара на объектах возможно при следующих обстоятельствах:

- при коротких замыканиях;
- при прямых попаданиях молнии;
- при перегреве и внутренних коротких замыканиях масляных трансформаторов на подстанции;
- при разрушении и перегрева изоляции с последующим возгоранием;
- при перегреве токоведущих частей от перегрузки при неправильном их выборе.

Охрана труда и техника безопасности при выполнении работ в электроустановках понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора» лежат в основе производственной деятельности любой организации.

Контроль за соблюдением норм по охране труда и технике безопасности возложен на соответствующие контролирующие органы и организации, имеющие право, как поощрять добросовестных исполнителей, так и наказывать злостных нарушителей трудовой дисциплины.

На предприятиях и установках энергетики страны контроль за соблюдением норм и положений охраны труда и техники безопасности возложен на руководителей предприятий (организаций, филиалов и т.д.).

Они несут полную ответственность за соблюдение техники безопасности своими подчинёнными, выполнение норм и требований основных нормативных документов по охране труда и технике безопасности, соблюдением должностных обязанностей всеми структурными группами и элементами данной организации (предприятия).

Соблюдение трудовой дисциплины является основой по технике безопасности при выполнении любых работ в электроустановках.

Согласно действующему законодательству, администрация обязана проводить инструктаж всех работников по безопасным приемам выполнения работ.

Согласно положениям [18], для рабочих проводятся по технике безопасности вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте.

Для обеспечения выполнения мероприятий по технике безопасности на предприятии существуют определенные требования к персоналу.

Существует 5 групп по электробезопасности. Проводится периодическая проверка знаний персонала, оформляется по установленным нормам допуск к работе, то есть выписывают наряды. Периодически проверяют выполнение правил по технике безопасности.

Рабочий персонал должен соблюдать правила техники безопасности, так как нарушение правил эксплуатации и ремонта может привести не только к поломке технологического оборудования, но и к несчастным случаям.

При ремонте электрооборудования понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора», необходимо убедиться в надежном отключении установки от источника питания.

Для этого необходимо выключить коммутационный аппарат и отключить установку от сети.

Для персонала, работающих в опасных условиях, выдаются средства индивидуальной защиты.

Электротехническому персоналу, работающему в электроустановках понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора», выдаются перчатки, коврики, очки и другие защитные средства.

Особо следует уделить внимание электроинструменту. Проведение работы по ремонту электрооборудования необходимо проводить с помощью

неповрежденного инструмента, который проверен на рабочем месте перед тем как его использовать, а также срок проверки инструмента в лаборатории нормоконтроля не просрочены.

Электротехнический персонал понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора», на рабочем месте должен выполнять только ту работу, которая ему поручена (по наряду, распоряжению, в порядке текущей эксплуатации) и входит в круг его обязанностей с выполнением требований [1-4,18] и инструкций по охране труда.

В случае поручения работы, которая не входит в круг его профессиональных обязанностей, работник должен получить по этой работе соответствующий инструктаж по записи в журнале целевого инструктажа.

Известно, что работы в электроустановках могут выполняться по наряду-допуску или по распоряжению, при полностью снятом напряжении, частично снятом либо без снятия напряжения с токоведущих частей.

В подавляющем большинстве случаев при выполнении работ в электроустановках понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора», всё напряжение с токоведущих частей должно быть снято, рабочее место ограждено, а каждый член бригады должен знать и чётко выполнять свои обязанности при соответствующем виде работ.

Нормами [18] установлены следующие члены бригады при выполнении работ в электроустановках (состав бригады):

– руководитель работ – как правило, назначается из лиц инженерно-технического персонала. В обязанности руководителя работ входит непосредственная и качественная организация проведения соответствующих работ, инструктаж бригады на рабочем месте, контроль за выполнением работ, распределение обязанностей членов бригады. Руководитель работ должен иметь группу допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках

напряжением до 1 кВ и не ниже четвертой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ;

– допускающий – член бригады, который проводит непосредственный допуск бригады к выполнению работ. Как правило, назначается из лиц с группой допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвертой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ. В особых случаях (при выполнении работ с повышенной опасностью), допускающий должен иметь группу допуска не ниже пятой;

– наблюдающий – член бригады, который непосредственно следит за соблюдением мер техники безопасности бригады во время выполнения работ. Наблюдающему, в отличие от остальных членов бригады, категорически запрещено совмещать другие должности. Как правило, назначается из лиц с группой допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвертой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ. В особых случаях (при выполнении работ с повышенной опасностью), наблюдающий должен иметь группу допуска не ниже пятой;

– исполнитель работ – член бригады, который непосредственно выполняет работу в электроустановках. Как правило, это – рабочий персонал (электромонтёр, электрослесарь, электромонтажник и т.д.). Исполнитель работ может иметь любую группу допуска, однако при наличии второй группы его работу должен контролировать более опытный исполнитель работ либо наблюдающий. Также при наличии второй группы исполнитель работ не имеет права работать в электроустановках под наведенным напряжением или с его частичным снятием, а также в особо опасных установках и условиях. При наличии третьей группы допуска исполнитель работ может выполнять работы с

полным снятием напряжением в электроустановках как до 1 кВ, так и выше 1 кВ.

Для защиты от электрического тока при прикосновении к токоведущих цепей оперативного тока, применяются изолированные провода.

Аппаратура релейной защиты на постоянном оперативном токе расположена в специальных шкафах. При замыкании или повреждении оперативных цепей осуществляется их контроль и защиту.

Для защиты от опасности при переходе напряжения с высокой стороны на низкую вторичные цепи измерительных трансформаторов заземлены.

Контроль и защиту при КЗ на землю и повреждении изоляции выполняет система релейной защиты, автоматики и сигнализации.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен хорошо знать правила противопожарной безопасности и пожаротушения электрооборудования цеха или других подразделений завода.

При появлении дыма, огня, в электрооборудовании и электропроводке необходимо немедленно отключить аварийный сектор, предупредить пожарную команду при распространении пожара на оборудование или невозможно погасить очаг пожара собственными средствами.

Для предотвращения пожара или обнаружения неисправности, возможных от КЗ, перегрузок, повреждения или перегрева изоляции применяют максимальная токовая защита (МТЗ), защита от перегрузок, защита от замыканий на землю и контроль изоляции.

В сети 35 кВ на питающей ВЛ-35 кВ и ОРУ-35 кВ электрической сети понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора», есть фактор повышенной напряжённости поля, который негативно влияет на организм людей.

Поэтому работы в указанных электроустановках все работы по монтажу, обслуживанию и ремонту оборудования и сетей следует производить в

специальных экранирующих костюмах, а также необходимо свести к минимуму время пребывания людей на указанных объектах.

Снятие базового заземления проводится заранее определенной выдающим наряд бригадой с заземлением проводов всех фаз на контур заземления опоры или групповой заземлитель.

Эти операции необходимо выполнять, как правило, с заземлением линий в настоящее время.

Работы следует выполнять под контролем дежурного диспетчера с записью в оперативном журнале и оформлением в наряде.

Допускается также выполнять установку и снятие базового заземления без заземления линии.

Однако в этом случае разрешение на установку базового заземления, подготовку рабочего места и допуск бригады к работе выдается одновременно.

Выполнение таких работ может быть допущено только по решению главного инженера с оформлением в оперативном журнале и наряде [2,3,11].

Особо следует сказать о роли защитного заземления в сетях ПС-35/10 кВ и его влияние на поражение человека электрическим током.

Для этой цели применяют как естественные, так и искусственные заземлители.

Однако накопленный десятилетиями опыт работ в электроустановках позволяет говорить о том, что в подавляющем большинстве случаев на понизительных подстанциях энергосистемы требуется применение защитного заземления (заземляющего устройства).

Заземляющее устройство состоит из совокупности электрически соединенных заземлителей и заземляющих проводников.

В качестве искусственных вертикальных заземлителей чаще всего применяют прутковую сталь диаметром 12 - 20 мм при длине 5 - 6 м; углубление делают вкручиванием.

Между собой заземлители заземляющего устройства соединяют на глубине 0,5 - 0,7 м с помощью сварки стальной полосой размерами не менее 40x4 мм или прутком диаметром 10 - 12 мм.

Заземляющие проводники соединяют заземлитель с частями электроустановки, которые заземляются.

В электроустановках согласно [4,18]:

– магистральные защитные проводники, прокладываемые открыто, должны иметь сечение не менее 100 мм²;

– проводимость защитного проводника в соответствии с [4] должна быть не ниже 50% проводимости фазного провода.

Каждый элемент заземляется и должен быть подключен к сети заземления отдельным ответвлением (заземляющим проводником), а внутреннюю заземляющую сеть следует соединить с внешним заземляющим контуром не менее, чем в двух местах [4].

Для заземления электроустановок различных назначений и различных напряжений, территориально приближенных одна к другой, применяют один общий заземляющий контур, сопротивление которого принимается равным сопротивлению той установки, где он является минимальным [4].

Приведённые мероприятия обеспечивают безопасность проведения работ в электроустановках всех классов напряжения и являются строго обязательными к исполнению.

3.2 Обеспечение экологической безопасности

При проектировании ВЛ-35 кВ, питающих ОРУ-35 кВ понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора», должны выполняться требования нормативных документов, регламентирующих уровень допусков.

С целью предупреждения ухудшения экологической обстановки и возникновения опасности для здоровья и жизни людей от указанных объектов, представляющих повышенную экологическую опасность, осуществляется комплекс взаимосвязанных мероприятий.

Надежным средством обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике должен стать механизм ее правового обеспечения, который с учетом подходов, выработанных в [21-25], включающий составляющие:

- законодательное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- организационно-структурное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- функционально-правовое обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- экономический механизм обеспечения такой безопасности;
- юридическая ответственность как средство обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике.

Установлены требования к нормативам предельно допустимых выбросов, закреплено дополнительные обязанности предприятий, в том числе [20]: регулирование уровней воздействия физических факторов на состояние атмосферного воздуха (ст. 12), а также меры по предотвращению и снижению производственных шумов (ст. 21).

В зависимости от вида электроустановок, принято выделять и виды техногенных воздействий, в которых присутствует экологический риск.

Так, негативным влиянием энергетики на элементы окружающей среды, а также уровень жизни и здоровья людей, являются [2,3,11]:

- выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов;
- ухудшение видимости атмосферы;
- запыленность атмосферного воздуха;

- выпадение осадков и кислотных дождей;
- разрушение озонового слоя;
- влияние шума объектов энергетики на окружающую среду;
- загрязнения подземных и поверхностных вод.

Негативное влияние линий электропередач высокого напряжения (в частности, ВЛ-35 кВ понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора») сказывается во вредном влиянии на людей электромагнитных полей линий электропередач высокого напряжения [2,3,11].

Но при условии наступления серьезных повреждений (сильное землетрясение, авария, террористический акт, военные действия) энергетические объекты наносят значительный ущерб как окружающей среде, так и здоровью людей.

Итак, экологический риск от негативного влияния понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора» и линий электропередач 35 кВ на элементы окружающей среды, жизни и здоровья людей, оказывается за загрязнения атмосферного воздуха химическими веществами и физическими факторами, загрязнение водных и земельных объектов химическими веществами; загрязнения земельных участков отходами.

Указанные мероприятия по охране окружающей среды должны быть приняты к сведению и внедрены в систему электроснабжения понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Красная гора».

3.3 Расчёт молниезащиты ПС-35/10 кВ «Красная гора»

Проводится расчёт молниезащиты ПС-35/10 кВ «Красная гора».

Принимается четыре стержневых молниеотвода, установленные по периметру понизительной подстанции.

Зона их защиты определяется так [17]

$$r_X = h_a \cdot \left[1,6 / \left(1 + (h_X / h) \cdot p \right) \right]. \quad (49)$$

$$h_a = h - h_X. \quad (50)$$

Наименьшая ширина зоны защиты

$$b_X = 4 \cdot r_X \cdot \left[(7 \cdot h_a - a) / (14 \cdot h_a - a) \right], \quad (51)$$

где a – расстояние между молниеотводами, м.

Проверка по условию:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p, \quad (52)$$

где D – наибольшая диагональ четырёхугольника, м.

Зона защиты молниеотводов спроектированной молниезащиты ПС-35/10 кВ «Красная гора»

$$r_X = (19 - 11) \cdot \left[1,6 / \left(1 + (11/19) \cdot 1 \right) \right] = 8,11 \text{ м.}$$

$$b_X^I = 4 \cdot 8,11 \cdot \left[(7 \cdot 8 - 21) / (14 \cdot 8 - 21) \right] = 12,48 \text{ м. } b_X^I / 2 = 6,24 \text{ м.}$$

$$b_X^{II} = 4 \cdot 8,11 \cdot \left[(7 \cdot 8 - 43,5) / (14 \cdot 8 - 43,5) \right] = 5,92 \text{ м. } b_X^{II} / 2 = 2,96 \text{ м.}$$

$$D_1 \leq 8 \cdot 8 \cdot 1 = 64 \text{ м.}$$

$$D_1 = \sqrt{21^2 + 43,5^2} = 48,3 \leq 64 \text{ м.}$$

Схема спроектированной молниезащиты ПС-35/10 кВ «Красная гора» от прямых ударов молнии представлена на рисунке 7.

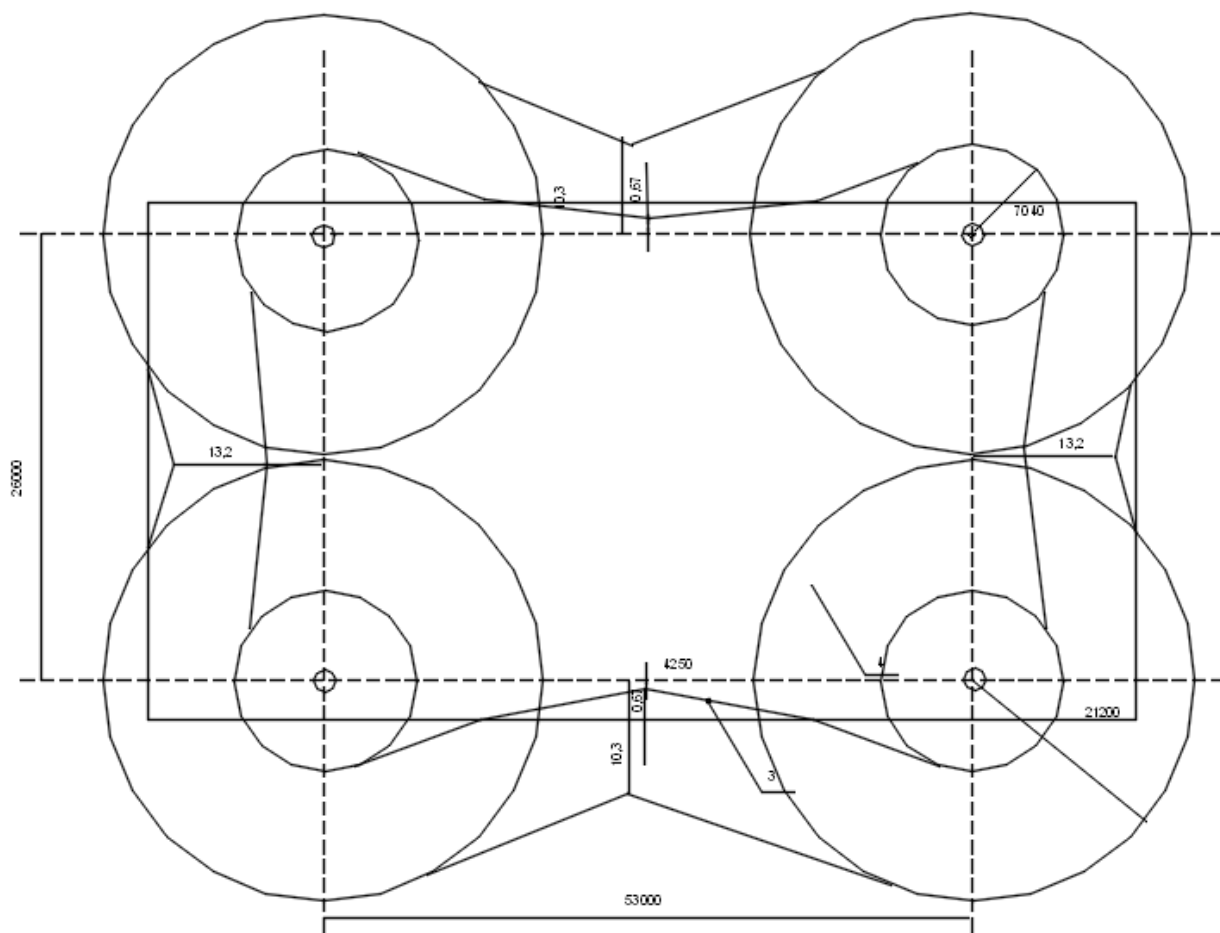


Рисунок 7 – Схема спроектированной молниезащиты ПС-35/10 кВ «Красная гора» от прямых ударов молнии

Выводы по разделу 3:

В результате выполнения третьего раздела, в работе осуществлена разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации и экологической безопасности на ПС-35/10 кВ «Красная гора», а также рассчитана молниезащита ПС-35/10 кВ «Красная гора» с использованием четырёх вертикальных молниеотводов, обеспечивающая полную защиту указанной ПС-35/10 кВ от прямых ударов молнии.

Заключение

В результате выполнения работы разработан проект реконструкции системы электроснабжения подстанции 35/10 кВ «Красная гора» при соблюдении заданных требований к надежности схемы электроснабжения и качеству электроэнергии, передаваемой потребителям.

Для достижения поставленной цели в работе осуществлено:

– приведена техническая характеристика ПС-35/10 кВ «Красная гора» с обоснованием необходимости проведения реконструкции;

– разработаны мероприятия по реконструкции системы электроснабжения подстанции 35/10 кВ «Красная гора», включающие реконструкцию схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ «Красная гора», для чего проведён расчёт электрических нагрузок, осуществлён выбор сечения проводников и электрических аппаратов, проведён расчёт токов короткого замыкания, а также проверка силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Красная гора» с учётом проведённой реконструкции;

– осуществлён расчёт установившихся нормальных и послеаварийных электрических режимов;

– выбраны блоки современные релейной защиты и автоматики для установки на ПС-35/10 кВ «Красная гора» марки БМРЗ (производитель – НТЦ «Механотроника»), для автоматики – блоки марки БРЧН-100, для центральной сигнализации – блоки марки БМЦС-40;

– выбрана система АСКУЭ для контроля и учёта электроэнергии;

– осуществлена разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации и экологической безопасности на ПС-35/10 кВ «Красная гора», рассчитана молниезащита ПС-35/10 кВ «Красная гора» с использованием четырёх вертикальных молниеотводов.

Решение поставленных задач в работе выполнено в полном объёме.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. - М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 416 с.
3. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. - М.: Медиа, 2017. 797 с
4. Вахнина В. В. Электроэнергетика и электротехника. Выполнение бакалаврской работы: электронное учебно-методическое пособие: URL: <https://dspace.tltsu.ru/xmlui/handle/123456789/18603/>
5. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
6. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. Часть 1, часть 2. – М.: Энергоиздат, 2016. 640 с.
7. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. - 343 с.
8. Кудрин Б.И. Электроснабжение М.: Academia, 2018. 352 с.
9. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2016 г. – 184 с.
10. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2015. – 224 с.
11. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. – 5-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

12. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.: ил.
14. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп.–М.: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.
15. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова. М.: «МЭИ», 2018. – 288 с.
16. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Учебник для вузов. - М.: ИЦ «Академия», 2014. 448 с.
17. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова . - М.: ИЦ Академия, 2016. - 448 с.
18. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. – 328 с.
19. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2018. – 312 с.
20. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 2016. – 576 с.
21. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».