

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 подстанции «Снежная» 110/10 кВ предприятия ООО
«Ноябрьскэнергонепфть»

Студент

А.С. Шамгунов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

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

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

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

Тольятти 2021

Аннотация

Выпускная квалифицированная работа состоит из 46 страниц, 7 рисунков, 11 таблиц, 26 источников.

Ключевые слова: электроснабжение, нагрузка, оборудование, потребитель, мощность, линия, параметры, релейная защита.

Объект исследования – электрическая часть подстанции 110/10 кВ.

Цель проекта заключается в структурном анализе ПС "Снежная" 110/10 кВ и разработке предложений по ее реконструкции с учетом современных требований надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

Проведен анализ действующей электрической схемы ПС и действующего электрооборудования, разработаны мероприятия по реконструкции ПС. Для замены технологически устаревшего и изношенного оборудования выбраны новые современные аналоги. Проведены расчеты рабочих режимов и токов короткого замыкания. Проведена проверка выбранного оборудования по допустимым параметрам.

Рассмотрены вопросы реконструкции релейной защиты и автоматики. Для замены действующей устаревшей и изношенной РЗА выбраны современные микропроцессорные терминалы, рассчитаны уставки защит.

Abstract

Final qualified work 46 p., 7 fig., 11 table., 26 sources.

Keywords: power supply, load, equipment, consumer, power, line, parameters, relay protection.

The object of the study is the electrical part of the 110/10 kV substation.

The aim of the project is to provide a structural analysis of the Snizhnaya substation."

110/10 kV and development of proposals for its reconstruction taking into account modern requirements of reliability, electrical safety and energy efficiency.

The analysis of the current electrical circuit of the PS and the current electrical equipment is carried out, measures for the reconstruction of the PS are developed. To replace technologically outdated and worn-out equipment, new modern analogues were selected. Calculations of operating modes and short-circuit currents are carried out. The selected equipment was checked for acceptable parameters.

The issues of reconstruction of relay protection and automation are considered. To replace the current outdated and worn-out RPA, modern microprocessor-based systems are selected.

Содержание

Введение.....	6
1 Анализ действующей электрической схемы подстанции, обоснование необходимости проведения реконструкции.....	8
1.1 Анализ действующей электрической схемы подстанции и электрооборудования, оценка остаточного ресурса и степени износа электрооборудования.....	8
1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции.....	10
2 Разработка проекта реконструкции подстанции.....	12
2.1 Электрические нагрузки. Выбор трансформаторов.....	12
2.2 Расчет токов короткого замыкания.....	14
2.3 Расчет и выбор основного электрооборудования.....	20
2.3.1 Выбор высоковольтных выключателей.....	20
2.3.2 Выбор разъединителей и ограничителей перенапряжения.....	23
2.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока и напряжения.....	24
2.3.4 Выбор и проверка изоляторов.....	28
2.3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	29
2.4 Выбор ячеек КРУ.....	30
2.5 Расчет заземляющего устройства.....	30
3 Реконструкция релейной защиты и автоматики.....	34
3.1 Релейная защита силовых трансформаторов.....	34
3.1.1 Продольная дифференциальная защита.....	34
3.1.2 Газовая защита.....	39
3.2 Релейная защита отходящих линий 10 кВ.....	39
3.3 Автоматический ввод резерва (АВР) на шинах 10 кВ.....	42
Заключение.....	44
Список используемых источников.....	45
Приложение А Действующая однолинейная схема ПС «Снежная».....	47

Приложение Б Однолинейная схема подстанции «Снежная» после реконструкции	48
Приложение В Схема релейной защиты силовых трансформаторов	49
Приложение Г Схема релейной защиты КЛ 10 кВ	50

Введение

Электрические подстанции являются ключевыми объектами в электроэнергетических сетях и системах электроснабжения всех современных промышленных предприятий. Обеспечение надежной и безаварийной работы подстанций невозможно без проведения своевременной реконструкции, проведение которой может быть вызвано износом действующего электрооборудования, его технологическим устареванием и несоответствием технико-эксплуатационных характеристик современным требованиям, изменением величины и характера нагрузок потребителей, а также рядом других факторов. Если вовремя не провести реконструкцию, то увеличивается риск возникновения аварийных ситуаций, что чревато недоотпуском электроэнергии потребителям, последующим экономическим ущербом и другими негативными последствиями.

Актуальность темы заключается в том, что в настоящее время оборудование подстанции "Снежная" 110/10 кВ предприятия ООО "Ноябрьскэнергонефть" имеет высокую степень износа и технологически устарело. Предприятие несет дополнительные расходы на эксплуатацию, ремонт и обслуживание действующего электрооборудования, также наблюдаются нарушения технологических процессов ввиду недоотпуска электроэнергии потребителям.

Объектом исследования ВКР является система электроснабжения предприятия ООО "Ноябрьскэнергонефть".

Предметом исследования является ПС "Снежная" 110/10 кВ

Цель работы заключается в структурном анализе ПС "Снежная" 110/10 кВ и разработке предложений по ее реконструкции с учетом современных требований надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

1. Провести анализ технической документации по действующей электрической части ПС.

2. Произвести расчет электрических нагрузок и силовой части исследуемого объекта.

3. Выполнить расчет токов короткого замыкания.

4. Разработать рекомендации по реконструкции предмета исследования.

Теоретико-методологической основой исследования являются работы российских авторов в области расчета и выбора оборудования ПС, а так же нормативно - справочная литература.

1 Анализ действующей электрической схемы подстанции, обоснование необходимости проведения реконструкции

1.1 Анализ действующей электрической схемы подстанции и электрооборудования, оценка остаточного ресурса и степени износа электрооборудования

Электроснабжение основной производственной базы ООО «Ноябрьскэнергонефть» осуществляется от ПС 110/10 кВ «Снежная». Данная подстанция введена в эксплуатацию в 1976 году. Данная ПС запитывается от шин 110 кВ подстанции 110/10 кВ «Владимирская». Питание ПС 110/10 кВ «Снежная» обеспечивается по двухцепной ВЛ 110 кВ длиной 12,61 км.

Действующая однолинейная схема ПС представлена в Приложении А.

Имеется два ТСН 10/0,4 кВ. В состав нагрузки входят потребители 1, 2 и 3 категории надежности электроснабжения, к которым отходит 9 КЛ 10 кВ [13].

Основная часть электрооборудования эксплуатируется с момента ввода ПС в работу в 1975 году. Часть оборудования эксплуатируется с 2013 года:

- разъединители 110 кВ;
- трансформаторы напряжения 110 кВ;
- предохранители 110 кВ;
- изоляторы 110 кВ.

Проведя анализ действующего электрооборудования, можно отметить, что технологически устарели:

- масляные выключатели;
- вентильные разрядники;
- трансформаторы собственных нужд.

Требуется обеспечить надлежащий уровень защиты от перенапряжений и безопасности проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования фидеров отходящих линий 10 кВ [13]. Для этого необходимо установить

дополнительные ОПН и разъединители с заземлением. Также установка дополнительных ОПН улучшит условия коммутации при отключении нагрузки выключателями 10 кВ ввиду ограничения токов самоиндукции [2]. Замена ТСН на новые, энергоэффективной марки, герметичные, необслуживаемые, позволит сократить потери электроэнергии в ТСН и технико-эксплуатационные расходы.

Проведена оценка степени износа действующего электрооборудования, для чего рассчитан его остаточный ресурс (ОР) согласно выражению [2]:

$$T_{ост} = \frac{T_{ном} - T_{факт}}{T_{ном}} \cdot 100, \% \quad (1)$$

где $T_{ном}$ – «номинальный паспортный ресурс оборудования, лет» [15];

$T_{факт}$ – «фактический ресурс оборудования на данный момент, лет» [15].

Например, для трансформаторов ТДН-16000/110 ОР составит:

$$T_{ост} = \frac{25 - 44}{25} \cdot 100 = -76 \%,$$

Расчетное значение ОР отрицательно, следовательно, ОР отсутствует. Анализ остального электрооборудования ПС проведен аналогично.

Если расчетное значение ОР составляет менее 30%, считается, что требуется замена оборудования на новое, что обусловлено высокой степенью износа [7]. В данном случае, для всего эксплуатируемого с 1975 года электрооборудования, расчетное значение ОР отрицательно, следовательно, ОР отсутствует. Таким образом, делается вывод, что подлежит замене ввиду критической степени износа все электрооборудование, кроме его части, которая эксплуатируется с 2013 года:

- разъединители 110 кВ;

- трансформаторы напряжения 110 кВ;
- предохранители 110 кВ;
- изоляторы 110 кВ.

Данное оборудование не подлежит замене, так как оно имеет малую степень износа, марки оборудования современные и удовлетворяют актуальным технико-эксплуатационным требованиям.

1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции

Необходимость реконструкции электрической части ПС «Снежная» обусловлена следующим:

1) критическая степень износа основной части электрооборудования. Реконструкция ПС вызвана необходимостью замены устаревшего и изношенного оборудования новым. Подлежит замене все оборудование, кроме его части, которая эксплуатируется с 2013 года;

2) технологическое устаревание и несоответствие характеристик современным требованиям для основной части электрооборудования. Реконструкция ПС вызвана необходимостью замены технологически устаревшего оборудования новым, обеспечивающим современный уровень надежности, безопасности и энергоэффективности. Оборудование ПС, которое требуется заменить ввиду технологического устаревания: масляные выключатели, вентильные разрядники, ТСН.

3) тип действующей релейной защиты (РЗ) – электромеханическая (устаревшая, с высоким износом), в аварийном журнале ПС отмечены регулярные нарушения работы РЗ;

4) требуется обеспечить надлежащий уровень защиты от перенапряжений и безопасности проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования фидеров отходящих линий 10 кВ [10, 13]. Для этого необходимо установить дополнительные ОПН и разъединители с заземлением. Также установка дополнительных ОПН улучшит условия

коммутации при отключении нагрузки выключателями 10 кВ ввиду ограничения токов самоиндукции [2]. Необходимо установить дополнительные ТТ для функционирования микропроцессорной РЗ отходящих линий.

В процессе проведения реконструкции предлагается замена следующего оборудования:

- масляных выключателей МКП-110 на современные воздушные серии ВВБ-110;
- масляных выключателей ВМП-10 на современные вакуумные серии ВВ/TEL-10;
- вентильных разрядников РВС-110 и РВС-10 на современные ограничители перенапряжения серии ОПН;
- трансформаторов СН ТМ-160/10 на современные энергоэффективные серии ТМГ12;
- изношенных разъединителей РВ-10: секционного и в цепях ОПН и трансформаторов напряжения на аналогичные новые РВ-10 ;
- изношенных ТТ на новые современные: ТФМ-110 на ТФНД-110М; ТПОЛ-10 и ТПЛ-10 на ТПЛ-10-М;
- изношенных ТН ЗНОЛ-10 на новые современные НАМИ-10;
- изношенных изоляторов ИО-10 на новые современные полимерные ИОЭЛ 10.

Использование современного электрооборудования позволит повысить общую надежность электроснабжения потребителей, снизить технико-эксплуатационные расходы [9, 22].

Вывод по разделу.

Проведены анализ действующей электрической схемы подстанции и электрооборудования, обоснование необходимости проведения реконструкции. Намечены основные мероприятия по реконструкции электрической части ПС.

2 Разработка проекта реконструкции подстанции

2.1 Электрические нагрузки. Выбор трансформаторов

Расчет электрических нагрузок необходим для выбора допустимым параметрам электрооборудования ПС, так как известные величины максимальных электрических нагрузок в местах установки электрооборудования позволяют определить максимальные мощности, токи и прочие параметры, по которым производятся выбор и проверка электрооборудования [5,6].

Для определения расчетных нагрузок ПС используются контрольные замеры максимумов нагрузок (зимние максимумы), представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Контрольные замеры максимумов нагрузок (зимние максимумы)

Время, ч	Итого нагрузка			Т-1			Т-2		
	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
0	6744,87	2153,66	7080,36	3237,54	1033,75	3398,57	3507,33	1119,90	3681,79
2	7644,19	2440,81	8024,41	3669,21	1171,59	3851,72	3974,98	1269,22	4172,69
4	7794,07	2488,67	8181,75	3741,15	1194,56	3927,24	4052,92	1294,11	4254,51
6	9442,82	3015,12	9912,50	4532,55	1447,26	4758,00	4910,27	1567,86	5154,50
8	10641,91	3397,99	11171,24	5108,11	1631,03	5362,19	5533,79	1766,95	5809,04
10	11840,99	3780,86	12429,97	5683,68	1814,81	5966,38	6157,32	1966,05	6463,58
12	12140,77	3876,58	12744,65	5827,57	1860,76	6117,43	6313,20	2015,82	6627,22
14	12290,65	3924,44	12901,99	5899,51	1883,73	6192,96	6391,14	2040,71	6709,03
16	12440,54	3972,30	13059,33	5971,46	1906,70	6268,48	6469,08	2065,59	6790,85
18	14988,60	4785,90	15734,13	7194,53	2297,23	7552,38	7794,07	2488,67	8181,75
20	14089,28	4498,75	14790,09	6762,86	2159,40	7099,24	7326,43	2339,35	7690,84

Продолжение таблицы 1

Время, ч	Итого нагрузка			Т-1			Т-2		
	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
22	14838,71	4738,04	15576,79	7122,58	2274,26	7476,86	7716,13	2463,78	8099,93
24	14239,17	4546,61	14947,43	6834,80	2182,37	7174,77	7404,37	2364,23	7772,66

Суточные нагрузки ПС в графической форме показаны на рисунке 1.

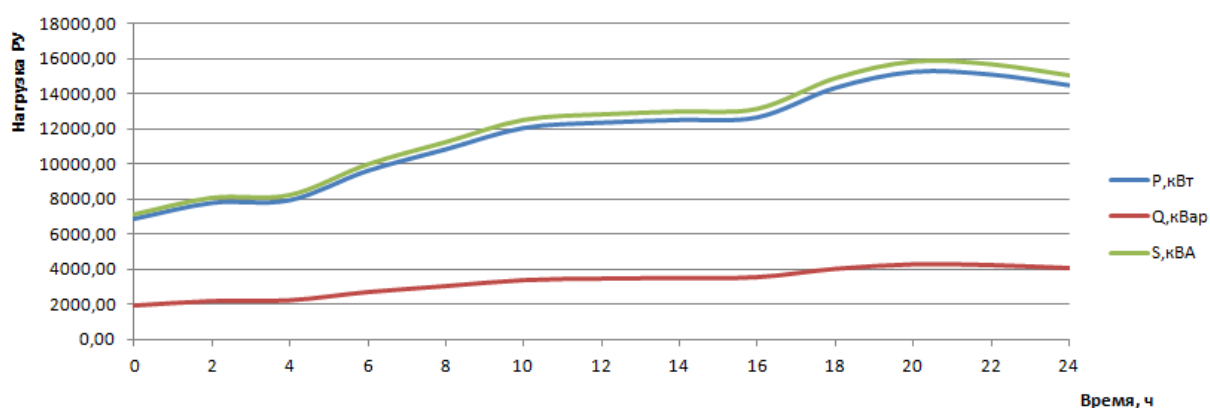


Рисунок 1 – Суточные нагрузки ПС в графической форме

Наибольшие нагрузки отмечаются в 18.00, следовательно, принимаются расчетные нагрузки:

$$P_{max} = 14988,6 \text{ кВт}; Q_{max} = 4785,9 \text{ квар}; S_{max} = 15734,13 \text{ кВА}.$$

Трансформаторы выбираются по мощности согласно условию:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{max}, \text{ кВА}, \quad (2)$$

где $K_{з.н.} = 0,7$ – «нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов, для двухтрансформаторных ПС» [3].

$$S_m \geq 0,7 \cdot 15734,13 = 11013,89 \text{ кВА};$$

$$S_m = 16000 \text{ кВА} \geq 11013,89 \text{ кВА.}$$

Принимаются к установке два трансформатора марки ТДН-16000/110.

2.2 Расчет токов короткого замыкания

Результаты расчетов токов КЗ используются для выбора и проверки по коммутационной способности, термической и электродинамической стойкости и т.д. электрооборудования, а также расчета уставок РЗ [20,21]. Расчетная схема показана на рисунке 2.

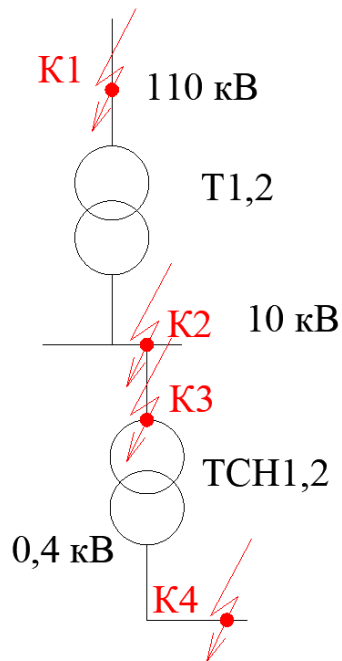


Рисунок 2 – Расчетная схема

Эквивалентная схема замещения показана на рисунке 3.

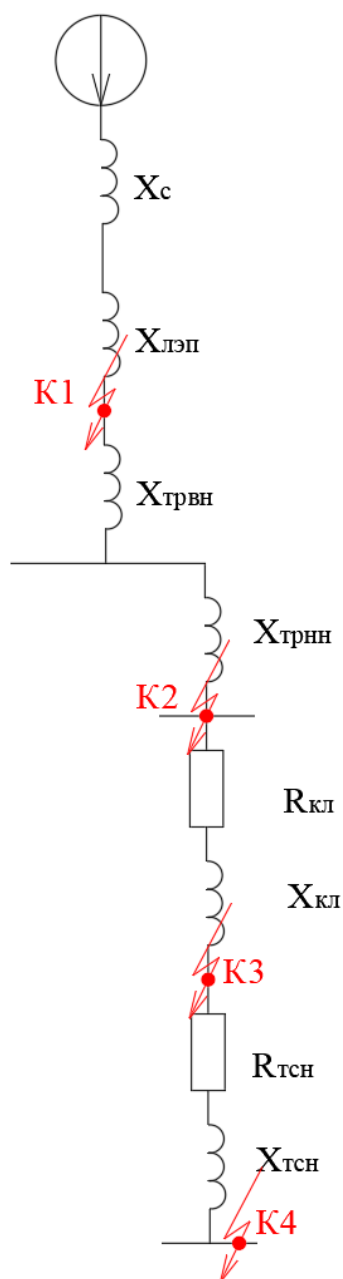


Рисунок 3 – Эквивалентная схема замещения

Токи КЗ определяются согласно РД [12].

«Периодическая составляющая тока КЗ рассчитывается по формуле»

[12]:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (3)$$

где E_c – «напряжение короткого замыкания, кВ» [12];

$X_{\Sigma K}$ – «эквивалентное сопротивление всех элементов до точки КЗ, Ом» [12].

«Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле» [12]:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (4)$$

где T_a – «постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (для сети 110 кВ $T_a = 0,05$ с; для сети 10 кВ $T_a = 0,07$ с; для сети до 1 кВ $T_a = 0,09$ с)» [17].

«Ударный ток КЗ рассчитывается по формуле» [12]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (5)$$

«Действующее значение ударного тока КЗ вычисляется по формуле» [12]:

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (6)$$

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

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (7)$$

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

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K'' \quad (8)$$

«Наибольшее значение аperiodической составляющей тока КЗ вычисляется по формуле» [12]:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \quad (9)$$

где τ – «наименьшее время КЗ, с» [12].

$$\tau = t_{з\min} + t_{CB} \quad (10)$$

где $t_{з\min}$ – «наименьшее время срабатывания РЗ, 0,01 с» [18];

t_{CB} – «собственное время отключения выключателя 110 кВ, с» [1].

«Полный ток КЗ вычисляется по формуле» [12]:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'' \quad (11)$$

«Сопротивление силовых трансформаторов ПС по стороне ВН вычисляется по формуле» [12]:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2} \quad (12)$$

где U_K – «напряжение КЗ трансформатора (согласно паспорту), %» [12];

U_H – «напряжение обмотки ВН, кВ» [12];

S_{HT} – «номинальная мощность трансформатора, МВА» [12].

$$X_{ТРВН} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 16^2} = 4,963 \text{ Ом}$$

«Сопротивление силовых трансформаторов ПС по стороне НН вычисляется по формуле» [12]:

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2 \quad (13)$$

$$X_{ТРНН} = 4,963 \cdot (10 / 110)^2 = 0,041 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ 110 кВ до рассматриваемой ПС вычисляется по формуле» [12]:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (14)$$

где x_o – «удельное сопротивление линии, Ом/км» [12];

L – длина ВЛ, км.

$$X_{ЛЭП} = 0,444 \cdot 12,61 = 5,599 \text{ Ом}$$

«Сопротивление питающей энергосистемы вычисляется по формуле» [12]:

$$X_C = \frac{U_{\phi}^2}{S_K}, \quad (15)$$

где S_K – мощность КЗ в начале ВЛ 110 кВ, 5597 МВА [13].

$$X_C = 110^2 / 5597 = 2,162 \text{ Ом}$$

Пример расчета токов КЗ на ОРУ 110 кВ (точка К1), согласно формулам (3-11):

$$I_{К1}'' = 110 / (\sqrt{3} \cdot (2,162 + 5,599)) = 8,184 \text{ кА}$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,82,$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 8,184 = 21,06 \text{ кА}$$

$$I_{y1} = 8,184 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 12,529 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(2)} = (\sqrt{3} / 2) \cdot 8,184 = 7,087 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot 8,184 = 4,501 \text{ кА}$$

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,211 \text{ с}$$

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 8,184 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,05}} = 2,332 \text{ кА}$$

$$I_{n1} = 2,332 + 8,184 = 10,516 \text{ кА}$$

Расчеты для других точек КЗ аналогичны, результаты показаны в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	I'' , кА	i_y , кА	I_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I_{\alpha\tau}$, кА	I_n , кА
К1	8,184	21,060	12,529	7,087	4,501	2,332	10,516
К2	5,845	15,043	8,949	5,062	3,215	1,666	7,511
К3	5,731	14,748	8,774	4,963	3,152	1,633	7,364
К4	0,955	2,458	1,462	0,827	0,525	0,272	1,227

Параметры КЛ 10 кВ от ПС к потребителям показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры КЛ 10 кВ от ПС к потребителям

КЛ 10 кВ, № фидера	Цепей, шт	Длина, км	Кабель	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	I_p , А	I_{max} , А
ф. 1-1	2	1,308	ААБ-3х120	0,167	0,077	0,218	0,101	0,241	189,2	378,4
ф. 2-1	2	1,105	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,360	0,092	0,372	171,9	343,8
ф. 3-1	2	1,754	ААБ-3х150	0,206	0,079	0,361	0,139	0,387	229,6	459,2
ф. 4	1	1,671	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,740	0,144	0,754	131,4	131,4

Продолжение таблицы 3

КЛ 10 кВ, № фидера	Цепей, шт	Длина, км	Кабель	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	I_p , А	I_{max} , А
ф. 1-1	2	1,308	ААБ-3х120	0,167	0,077	0,218	0,101	0,241	189,2	378,4
ф. 2-1	2	1,105	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,360	0,092	0,372	171,9	343,8
ф. 3-1	2	1,754	ААБ-3х150	0,206	0,079	0,361	0,139	0,387	229,6	459,2
ф. 5	1	2,287	ААБ-3х70	0,443	0,086	1,013	0,197	1,032	119,4	119,4
ф. 6	1	1,899	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,841	0,163	0,857	109,6	109,6

Расчет токов КЗ в конце КЛ 10 кВ от ПС к потребителям аналогичен, результаты показаны в таблице 4.

Таблица 4 – Токи КЗ в конце КЛ 10 кВ от ПС к потребителям

КЛ 10 кВ, № фидера	I'' , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
ф. 1-1	5,540	4,798	3,047
ф. 2-1	5,442	4,713	2,993
ф. 3-1	5,431	4,703	2,987
ф. 4	5,173	4,480	2,845
ф. 1-1	5,540	4,798	3,047
ф. 2-1	5,442	4,713	2,993
ф. 3-1	5,431	4,703	2,987
ф. 5	4,994	4,325	2,747
ф. 6	5,106	4,422	2,808

Далее, учитывая результаты расчетов токов КЗ по местам установки, необходимо выбрать и провести проверку по допустимым параметрам основного электрооборудования.

2.3 Расчет и выбор основного электрооборудования

2.3.1 Выбор высоковольтных выключателей

«Условия выбора выключателей» [16]:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ};$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ.}$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{к}, \text{ кА}$$

где $I_{ном.откл}$ – «номинальный ток отключения выключателя, кА» [16];

$I_{к}$ – «ток трехфазного КЗ, кА» [16].

$$i_{пр.с} \geq i_{у}, \text{ кА}$$

где $i_{пр.с}$ – «амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ, кА» [16].

$$I_m^2 t_m \geq B_{к}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где I_m – «предельный ток термической стойкости, кА» [16];

t_m – «время протекания тока термической стойкости, с» [16];

$B_{к}$ – «тепловой импульс тока КЗ, вычисляемый по формуле» [16]:

$$B_{к} = I_{к}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (16)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.в}, \text{ с} \quad (17)$$

где $t_{р.з.}$ – «время срабатывания РЗ, с» [1];

$t_{откл.в}$ – «собственное время отключения выключателя» [1];

T_a – «постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ; $T_a = 0,05 \text{ с.}$ » [1]

Выключатели 110 кВ.

Максимальный рабочий ток оборудования 110 кВ, с учетом перегрузочной способности силового трансформатора:

$$I_{макс} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \quad (18)$$

где $S_{н.т.}$ – «номинальная мощность трансформатора, кВА» [3].

$$I_{макс} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,573 \text{ А}$$

Принимаем к установке современные выключатели ВВБ-110-31.5/2000, проверка сведена в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка выключателей 110 кВ

Паспортные данные	Данные в месте установки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 117,573 \text{ А}$
$I_{н.откл.} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н(0)} = 8,184 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 8,184^2 \cdot 3 = 200,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 21,06 \text{ кА}$

Выключатели подходят по всем параметрам. Таким образом, предлагается замена масляных выключателей МКП-110-1000/630-20 на вакуумные ВВБ-110-31.5/2000

Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

Максимальный рабочий ток оборудования 10 кВ, с учетом перегрузочной способности силового трансформатора:

$$I_{макс} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,303 \text{ А}$$

Принимаем к установке на вводах РУ 10 кВ (фидерах) современные выключатели ВВ/TEL-10/1600 (630), проверка сведена в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка выключателей 10 кВ

Паспортные данные	Данные в месте установки (ввод, секц. перемычка)	Данные в месте установки (фидеры)
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 1293,303 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 111,5...462,4 \text{ А}$
$I_{н.откл.} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{н(0)} = 5,84 \text{ кА}$	$I_{н(0)} = 5,84 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$ВК = 5,845^2 \cdot 3 = 102,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$ВК = 5,845^2 \cdot 3 = 102,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 20,0 \text{ кА}$	$i_y = 15,043 \text{ кА}$	$i_y = 15,043 \text{ кА}$

Выключатели подходят по всем параметрам. Таким образом, предлагается замена масляных выключателей ВМПЭ- 10-1600 (ВМП- 10-630) на вакуумные ВВ/TEL-10/1600 (630).

2.3.2 Выбор разъединителей и ограничителей перенапряжения

«Условия выбора разъединителей» [19]:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{н.ант.} \geq I_{раб.макс.}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер.} \geq ВК$$

$$i_{дин} \geq i_y.$$

Принимаем к установке современные разъединители РВ-10/1600 на секционной перемычке и РВ-10/630 в цепях ОПН и трансформаторов напряжения, проверка сведена в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка разъединителей 10 кВ

Паспортные данные	Данные в месте установки (секц. перемычка)	Данные в месте установки (цепи ОПН и ТН)
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 1293,303 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 2,32 \text{ А}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$ВК = 5,845^2 \cdot 3 = 102,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$ВК = 5,845^2 \cdot 3 = 102,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y = 15,043 \text{ кА}$	$i_y = 15,043 \text{ кА}$

Разъединители подходят по всем параметрам. Таким образом предлагается замена изношенного секционного разъединителя РВ-10-1600 на

аналогичный новый РВ-10-1600; замена изношенных разъединителей РВ-10-630 в цепях ОПН и трансформаторов напряжения на новые РВ-10-400.

Выбор и проверка ОПН.

Принимаем к установке современные ОПН-110-П, проверку сведем в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка ОПН 110 кВ

Паспортные данные	Данные в месте установки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 51^2 \cdot 3 = 7803 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 5,845^2 \cdot 3 = 102,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 15,043 \text{ кА}$

Для обеспечения надлежащего уровня защиты от перенапряжений на шинах 10 кВ и отходящих фидерах устанавливаем ОПН-10-П. Также установка дополнительных ОПН на отходящих фидерах улучшит условия коммутации при отключении нагрузки выключателями 10 кВ ввиду ограничения токов самоиндукции [4], проверку сведем в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка ОПН 10 кВ

Паспортные данные	Данные в месте установки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 5,855^2 \cdot 3 = 102,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 15,068 \text{ кА}$

Таким образом предлагается замена вентильных разрядников на современные ограничители перенапряжения: РВС-110 заменяется на ОПН-110-П, РВС-10 заменяется на ОПН-10-П.

2.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока и напряжения

«Условия выбора трансформаторов тока» [16]:

$$U_{н.анн.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.маx.}$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}$$

- «проверка на термическую стойкость согласно выражению» [4]:

$$(k_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq Bk \quad (19)$$

где $k_{тер.}$ – «кратность термической стойкости» [4],

$I_{1н.}$ – «номинальный ток первичной обмотки, кА» [4].

- «проверка на динамическую стойкость согласно выражению» [4]:

$$i_{дин.} = k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y \quad (20)$$

где $k_{эд}$ – «кратность динамической стойкости» [4].

Выбор и проверка ТТ 110 кВ.

Принимаем к установке современные ТТ серии ТФНД-110М, далее выполним их проверку.

$$U_{н.анн.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ.}$$

$$I_{1н.} = 150 \text{ А} \geq I_{раб.маx.} = 117,573 \text{ А.}$$

$$(265 \cdot 0,15)^2 \cdot 3 = 4740 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 56,117 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,15 = 74,235 \text{ кА} > 12,253 \text{ кА}$$

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.} \quad (21)$$

где $Z_{приб.}$ – «сопротивление последовательно включенных приборов вторичной нагрузки, Ом» [4];

$Z_{пров.}$ – «сопротивление соединительных проводов, Ом» [4].

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{s_{пров.}}, \quad (22)$$

где $l_{пров.}$ – «длина проводов, м» [4];

ρ – «удельное сопротивление проводов, Ом·мм²/м» [4];

$s_{пров.}$ – «сечение проводов, мм²» [4];

$Z_{конт.}$ – «сопротивление контактных соединений, принимаем 0,1 Ом» [4].

$$Z_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_{н,приб.}^2}, \quad (23)$$

где $S_{приб.}$, $I_{н,приб.}$ – «мощность, В·А, и номинальный ток прибора, А» [4].

$$Z_{приб.} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

$$Z_{пров.} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом.}$$

Предельная кратность для сопротивления вторичной нагрузки 0,249 Ом составляет 21,5 [4]. Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Выбор и проверка ТТ 10 кВ.

Принимаем к установке на вводах РУ 10 кВ (фидерах) современные ТТ серии ТПЛ-10М. Устанавливаем трансформаторы тока ТПЛ-10-М/1500 (на вводах Т1,Т2); ТПЛ-10-М/50..500 (на фидерах).

Проверка ТТ 10 кВ по всем параметрам выполняется аналогично:

$$U_{н.ант.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ.}$$

$$I_{1н.} = 1500 \text{ А} \geq I_{раб.маx.} = 1293,303 \text{ А.}$$

$$(60 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 5,234 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 = 159,1 \text{ кА} > 2,346 \text{ кА}$$

$$Z_{приб} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

$$Z_{пров.} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом.}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом.}$$

Предельная кратность для сопротивления вторичной нагрузки 0,158 Ом составляет 24 [4]. Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Таким образом предлагается замена ТТ: ТФМ-110-150/5 на новые современные ТФНД-110М-150/5; ТПОЛ-10/1500 на ТПЛ-10-М/1500; ТПЛ-10/150..400 на ТПЛ-10-М/50..500.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

«Условия выбора трансформаторов напряжения» [16]:

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$$

Принимаем к установке современные ТТ серии НАМИ-10-95, далее выполним их проверку.

$$U_{н.ант.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ.}$$

Суммарная нагрузка составляет 43 ВА [13] и меньше предельно допустимой 200 ВА. Таким образом предлагается замена ТН ЗНОЛ-10 на новые современные НАМИ-10-95.

2.3.4 Выбор и проверка изоляторов

«Условия выбора изоляторов» [4]:

$$U_H \geq U_{уст.}$$

$$F_{дон} \geq F_{расч}$$

«Расчетная нагрузка на изолятор вычисляется по формуле» [4]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot I_y^2 / H_{уз}, \quad (24)$$

где K_h – «поправочный коэффициент на высоту шин» [4];

$H_{уз}$ – «высота опорного изолятора, м» [4].

$$K_h = (H_{уз} + b + h / 2) / H_{уз}, \quad (25)$$

где b – «толщина шинодержателя, мм» [4];

h – «высота шины, мм» [4].

Выбираются современные полимерные изоляторы ИОЭЛ 10.

$$F_{дон} = 1,764 \text{ кН};$$

$$U_H = 10 \text{ кВ};$$

$$H_{уз} = 120 \text{ мм.}$$

$$K_h = (120 + 5 + 100 / 2) / 120 = 1,458$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,458 \cdot 10^{-7} \cdot 8,949^2 / 0,12 = 538,2 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 1,764 \text{ кН} > F_{расч} = 0,538 \text{ кН}$$

Разъединители подходят по всем параметрам. Таким образом предлагается замена изоляторов ИО-10 на новые современные полимерные ИОЭЛ 10-8-098-00.

2.3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для выбора мощности ТСН необходимо рассчитать нагрузку собственных нужд, расчет проведен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет нагрузки СН

Нагрузка	Руст, кВт			cosφ	tgφ	Q, квар
	На ед.	Число оборуд.	Р, кВт			
РПН	3,3	2	6,6	0,95	0,33	2,17
Обогрев ОРУ	0,6	19	11,4	1	0,00	0,00
ЗРУ-10 кВ	7	-	7	0,97	0,25	1,75
Освещение ОРУ	10	-	10	0,75	0,88	8,82
Связь, телемеханика	8,7	-	8,7	0,85	0,62	5,39
Маслохозяйство	75	-	75	1	0,00	0,00
Всего			118,7			18,13

Нагрузка СН для двух ТСН:

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{P_{РАСЧ}^2 + Q_{РАСЧ}^2} / 2 \quad (26)$$

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{118,7^2 + 18,13^2} / 2 = 60,04 \text{ кВА}$$

Выбираем энергоэффективные ТСН марки ТМГ12-100/10. Аварийный коэффициент загрузки ТСН составит:

$$K_3 = \frac{2 \cdot 60,04}{100} = 1,21 < 1,4$$

То есть перегрузка ТСН будет 21 %, что меньше предельно допустимой 40 %.

Таким образом предлагается замена ТСН ТМ-160/10 на новые современные энергоэффективные ТМГ12-100/10.

2.4 Выбор ячеек КРУ

Максимальный рабочий ток оборудования 10 кВ, с учетом перегрузочной способности силового трансформатора:

$$I_{\text{макс}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,303 \text{ А}$$

Для вводных и секционной ячеек выбираются КРУ К-132/1600.

На фидерах 10 кВ максимальный ток, согласно табл. 2.3 составляет 462,4 А [13]. Для фидерных ячеек выбираются КРУ К-132/1600.

Однолинейная схема подстанции "Снежная" после реконструкции представлена в Приложении Б.

2.5 Расчет заземляющего устройства

Сопротивление действующего заземляющего устройства (ЗУ) составляет 0,592 Ом [13]. «Максимально допустимое сопротивление со стороны 110 кВ $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$ » [11].

Проведем расчет ЗУ согласно требованиям ПУЭ. «Удельное сопротивление грунта ρ_p (Ом·м) для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициента сезонности» [14]:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (27)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта (известняк), 2000 Ом · м;

K_c – «коэффициент сезонности» [14].

$$\rho_{pe} = 2000 \cdot 1,1 = 2200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{pe} = 2000 \cdot 1,4 = 2800 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

«Используем контурное заземление. Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50х50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используем полосовую сталь 50х5 мм» [14],

«Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя $R_{овэ}$ (Ом) определяется по формуле» [14]:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pe}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (28)$$

где l – «длина вертикального электрода, м» [14];

d – «диаметр (для угловой стали приведенный диаметр) вертикального электрода, м» [14];

t – «расстояние от поверхности до центра вертикального электрода, м» [14].

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (29)$$

где b – ширина уголка, м.

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$t = 3,5 / 2 + 0,8 = 2,55 \text{ м}$$

$$R_{\text{овз}} = \frac{2200}{2 \cdot 3,14 \cdot 3,5} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3,5}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,55 + 3,5}{4 \cdot 2,55 - 3,5} \right) \right] = 21,855 \text{ Ом}$$

«Расчетное число вертикальных электродов определяется по формуле» [14]:

$$n' = R_{\text{овз}} / R_{\text{н}} \quad (30)$$

где $R_{\text{н}} = 4$ Ом – максимально допустимое сопротивление заземления, Ом.

$$n' = 21,855 / 0,5 = 43,7 \approx 44 \text{ шт}$$

«Длина горизонтальной полосы определяется по формуле» [14]:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (31)$$

где a – расстояние между ВЭ, м/

$$a = l_{\text{пер}} / n' \quad (32)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр территории ПС, м.

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (35 + 45) = 160 \text{ м}$$

$$a = 160 / 44 = 3,64 \text{ м}$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 3,64 \cdot 44 = 168 \text{ м}$$

«Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя R_{23} (Ом) определяется по формуле» [14]:

$$R_{23} = \frac{\rho_{\text{pz}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (33)$$

где l – «длина горизонтального электрода, м» [14];

d – «расчетный диаметр электрода, м» [14];

t – «расстояние от поверхности до центра электрода, м» [14].

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (34)$$

где b – ширина полосы, м.

Сопротивление растеканию для ГЭ:

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м}$$

$$R_{z3} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 168} \cdot \ln \left(\frac{168^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,211 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{zp} = \frac{R_{огэ} \cdot R_{z3}}{R_{огэ} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{z3} \cdot \eta_2} \quad (35)$$

где η_6 – «коэффициент использования вертикальных электродов» [14];

η_2 – «коэффициент использования горизонтальных электродов» [14].

$$R_{zp} = \frac{21,855 \cdot 0,211}{21,855 \cdot 0,41 \cdot 44 + 0,211 \cdot 0,21} = 0,423 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Вывод по разделу.

В соответствии с актуальными электрическими нагрузками ПС выбрано современное оборудование электрической части. Рассчитаны токи КЗ в ключевых точках электрической сети. Проведена проверка выбранного электрооборудования в рабочих и аварийных режимах.

3 Реконструкция релейной защиты и автоматики

3.1 Релейная защита силовых трансформаторов

Для обеспечения релейной защиты (РЗ) силовых трансформаторов используем современные микропроцессорные терминалы серии «Сириус-Т». Схема РЗ силовых трансформаторов приведена в Приложении В.

3.1.1 Продольная дифференциальная защита

Проверка ТТ.

1) «условие пригодности ТТ по токам» [8]:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (36)$$

где $I_{НОМ.Т}$ – номинальный ток ВН защищаемого трансформатора, А;

$I_{НОМ.ТТ}$ – «номинальный ток первичной обмотки ТТ, А» [1].

Для ТТ 110 кВ:

$$0,1 \cdot 83,981 < 150 < 2,5 \cdot 83,981 = 210,0 \text{ А}$$

Для ТТ 10 кВ:

$$0,1 \cdot 923,788 < 1500 < 2,5 \cdot 923,788 = 2309,5 \text{ А}$$

ТТ проходят проверку.

2) по току намагничивания

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (37)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 10,5}{100} = 0,172 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (38)$$

$$X_{\sigma} = \frac{121^2}{16} = 915,1 \text{ Ом}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_L = x_0 \cdot L, \quad (39)$$

где x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км.

$$X_L = 0,444 \cdot 12,2 = 5,417 \text{ Ом}$$

Приводим сопротивление ВЛ к базисным условиям:

$$X_{*L} = 5,417 / 915,1 = 0,0059 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_L + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (40)$$

где $K_1 = 1,1..1,15$ – коэффициент неполного насыщения стали магнитопровода.

$$X_* = 0,0059 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1948 \text{ о.е.}$$

$$X = 0,1948 \cdot 915,1 = 178,245 \text{ Ом}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{\text{лин}} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (41)$$

где $A=0,39$ – смещение синусоиды потокосцепления [1].

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 178,245} = 770,345 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{ампл}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ВН.ТТ}}}, \quad (42)$$

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{770,345}{\sqrt{2} \cdot 150} = 3,632 < 6,7$$

«Сопротивление нагрузки ТТ вычисляется по формуле» [1]:

$$R_{\text{нагр}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}}, \quad (43)$$

где $R_{\text{к}}$ – «сопротивление контрольного кабеля, Ом» [1];

$R_{\text{пер}}$ – «переходное сопротивление контактов, 0,05 Ом» [1];

$R_{\text{вх.терм}}$ – «входное сопротивление терминала, 0,01 Ом» [1].

$$R_{\text{к}} = \rho \cdot L / S_{\text{к}}, \quad (44)$$

где ρ – удельное сопротивление жил, Ом мм²/м;

S_k – сечение жил, мм².

$$R_k = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом}$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

Для ТФНД-110 для $R_{нагр} = 0,64$ Ом: $K_{10} = 24 \geq 20$ [1]. ТТ проходят проверку.

3) по отстройке от переходных режимов.

Приведенная предельная кратность для ТТ:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (45)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (46)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 83,981 / 150 = 11,197 < 24$$

Условие выполняется.

Выбор типа торможения.

Самоадаптирующееся торможение возможно использовать, если отношение амплитуды броска тока намагничивания к первичному номинальному току ВН силового трансформатора не превышает 8 [23].

$$I_{амп} / I_{ном} = 770,345 / 83,981 = 9,173 > 8$$

Используется традиционное торможение.

3. Наименьший ток срабатывания:

$$I_{СЗ} > 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (47)$$

где ε – «погрешность ТТ, около 0,1» [1];

$K_{пер}$ – «коэффициент переходного режима, принимается 1,0» [1];

$\Delta U_{рег}$ – диапазон РПН, %.

$$I_{сз} > 1,1 \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1-0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

4. Крутизна первого участка торможения:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (48)$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1-0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

5. Точка изменения тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (49)$$

где $I_{БР.НАМ.i}$ – бросок тока намагничивания, А.

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (50)$$

где $K_{омс}$ – «коэффициент отстройки, равен 1,1 для МУ РЗА» [1];

$K_{бр}$ – «коэффициент броска тока намагничивания, равен 5 для МУ РЗА» [1].

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 83,981 \cdot 5 = 461,894 \text{ А}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{461,894^4} = 35,63$$

6. Выбираем уставку крутизны второго участка торможения 65% согласно инструкции терминала РЗА.

7. Ток отсечки.

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (51)$$

где $K_{отс}$ – «коэффициент отстройки, равен 1,4 для МУ РЗА» [1].

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 3,632 = 5,085 \text{ А}$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (52)$$

где $K_{отс}$ – «коэффициент отстройки, равен 1,2 для МУ РЗА» [1];

$K_{НБ}$ – «коэффициент небаланса, равен 0.7 для МУ РЗА» [1].

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2,916 = 2,449 \text{ кА}$$

8) Уставки блокировок по гармоникам.

Выбираем уставку 15% с поперечной блокировкой и уставку 35% с пофазной блокировкой, согласно инструкции терминала РЗА.

3.1.2 Газовая защита

Газовая защита силовых трансформаторов обеспечивается реле ВФ-80/Q. Принцип действия защиты основан на выделении газов ввиду разложения масла и изоляции ввиду любых повреждений и критических нагревов внутри бака [1].

3.2 Релейная защита отходящих линий 10 кВ

Защита КЛ 10 кВ обеспечивается терминалами Сириус-2-Л. Схема РЗ отходящих линий 10 кВ приведена в Приложении Г.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (53)$$

где $K_{отс}$ – «коэффициент отстройки, равен 5,0 для МУ РЗА» [1].

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (54)$$

где $I_{р.макс}$ – расчетный ток КЛ, А.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (55)$$

где $k_{cx} = 1$ – «коэффициент схемы подключения ТТ» [1];

n_T – «коэффициент трансформации ТТ» [1].

«Коэффициент чувствительности защиты» [1]:

$$k_{\psi} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (56)$$

Защита от замыканий на землю (ЗНЗ).

Ток срабатывания:

$$I_{C3} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (57)$$

где $k_{отс}$ – «коэффициент отстройки, равен 1,2 для МУ РЗА» [1];

k_B – «коэффициент броска ёмкостного тока, равен 2,5 для МУ РЗА» [1];

I_C – «ёмкостный ток присоединения, А» [1].

$$I_C = I_{CO} \cdot L \cdot m, \quad (58)$$

где I_{CO} – «удельный ёмкостный ток кабеля, А/км» [1];

L – длина линии, км;

m – «число проводов на фазу, шт» [1].

Пример расчета для фидера 1-1. Уставки РЗ, по формулам (53-58):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,189 = 0,946 \text{ кА}$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 378,4 = 525,308 \text{ А}$$

$$I_{CP} = 525,308 \cdot \frac{1}{400/5} = 6,566 \text{ А}$$

$$k_{ч} = \frac{4913}{525,308} = 9,4 \geq 1,5$$

$$I_C = 1,16 \cdot 1,308 \cdot 1 = 1,517 \text{ А}$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,517 = 4,552 \text{ А}$$

Для всех фидеров 10 кВ уставки РЗ выбираются так же, результаты показаны в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет РЗ линий 10 кВ

Фидеры 10 кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{сз TO}$, кА	$I_{макс}$, А	$I_{сз МТЗ}$, А	$I_{ср МТЗ}$, А	$K_{ч}(МТЗ)$	I_c , А	$I_{сз ЗНЗ}$, А
ф. 1-1	0,189	0,946	378,4	525,308	6,566	9,4	1,517	4,552
ф. 2-1	0,172	0,860	343,8	477,275	5,966	10,1	1,149	3,448
ф. 3-1	0,230	1,148	459,2	637,478	6,375	7,6	1,140	3,420
ф. 4	0,131	0,657	131,4	182,414	6,080	25,2	1,537	4,612

Продолжение таблицы 11

Фидеры 10 кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{сз\ TO}$, кА	$I_{макс}$, А	$I_{сз\ МТЗ}$, А	$I_{ср\ МТЗ}$, А	$Kч(МТЗ)$	$I_{с}$, А	$I_{сз\ ЗНЗ}$, А
ф. 1-1	0,189	0,946	378,4	525,308	6,566	9,4	1,517	4,552
ф. 2-1	0,172	0,860	343,8	477,275	5,966	10,1	1,149	3,448
ф. 3-1	0,230	1,148	459,2	637,478	6,375	7,6	2,280	6,841
ф. 5	0,119	0,597	119,4	165,755	5,525	26,7	2,104	6,312
ф. 6	0,110	0,548	109,6	152,151	5,072	29,8	1,747	5,241

3.3 Автоматический ввод резерва (АВР) на шинах 10 кВ

АВР на шинах 10 кВ выполняется на микропроцессорном терминале Сириус-АВР. Рассчитываются уставки АВР.

Первая уставка по напряжению:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (59)$$

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 115 = 46 \text{ кВ}$$

Первая уставка по времени:

$$t_{ABP1} = t_{CЗ.макс} + \Delta t, \quad (60)$$

где $t_{CЗ.макс}$ – максимальное время АВР, 9 с [24];

Δt – выдержка для селективности, с.

$$t_{ABP1} = 9 + 0,5 = 9,5 \text{ с}$$

Вторая уставка по напряжению:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (61)$$

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 115 = 80,5 \text{ кВ}$$

Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (62)$$

где t_{CB} – время включения выключателя, с;

$t_{зан}$ – запас времени, 0,4 с [24].

$$t_{ABP2} = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с}$$

Вывод по разделу.

В данном разделе рассмотрены вопросы реконструкции релейной защиты и автоматики ПС путем замены электромеханической РЗА на современную микропроцессорную, имеющую показатели надежности и быстродействия, соответствующие актуальным требованиям. Выбраны терминалы микропроцессорной РЗ силовых трансформаторов (марки Сириус-Т), отходящих от ЗРУ линий 10 кВ (марки Сириус-2-Л). Рассчитаны уставки для всех предусмотренных видов РЗ. Электромеханический автоматический ввод резерва (АВР) на шинах 10 кВ заменяется на микропроцессорный, на основе терминала Сириус-АВР. Рассчитаны уставки АВР после проведения реконструкции.

Заключение

Произведена разработка проекта реконструкции ПС "Снежная" 110/10 кВ предприятия ООО "Ноябрьскэнергонефть". Рассмотрены следующие вопросы и решены следующие задачи:

- проведены анализ действующей электрической схемы подстанции и электрооборудования, оценка остаточного ресурса и степени износа электрооборудования,

- проанализирована техническая документация по действующему электрооборудованию;

- приведено обоснование необходимости проведения реконструкции;

- намечены основные мероприятия по реконструкции электрической части ПС;

- определены токи КЗ;

- выбрано и проверено по допустимым параметрам новое современное электрооборудование для замены технологически устаревшего и изношенного действующего. Проверка оборудования по допустимым параметрам выполнена в рабочих и аварийных режимах;

- рассмотрены вопросы реконструкции релейной защиты и автоматики ПС путем замены электромеханической РЗА на современную микропроцессорную, имеющую показатели надежности и быстродействия, соответствующие актуальным требованиям. Выбраны современные средства микропроцессорной РЗ, выбраны уставки предусмотренных видов защит;

- рассчитано заземляющее устройство в соответствии с требованиями ПУЭ;

Проведение реконструкции электрической части ПС "Снежная" обеспечит снижение аварийности и недоотпуска электроэнергии потребителям. Использование современного электрооборудования позволит повысить общую надежность электроснабжения потребителей, снизить технико-эксплуатационные расходы.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2017. 256 с.
2. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич. – Москва: Торус Пресс, 2019. – 408 с.
3. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Энергия, 2018. 39 с.
4. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. - М.: Солон-Пресс, 2017. 416 с.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2016. 412 с.
6. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2017. 352 с.
7. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Додэка XXI, 2016. 336 с.
8. Миллер Г. Р. Автоматизация в системах электроснабжения / Г.Р. Миллер. - М.: Государственное энергетическое издательство, 2016. 176 с.
9. Можяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. 208 с., ил.
10. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2017. 376 с.
11. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2021. 648 с.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования – М.: Энергия, 2018. 69 с.
13. Техническая документация ООО «Ноябрьскэнергонефть»: ПС "Снежная" 110/10 кВ. - Ноябрьск, 2020. - 108 с.

14. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - М.: Лань, 2018. 480 с.
15. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Форум, Инфра-М, 2017. 128 с.
16. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Дрофа, 2016. 288 с.
17. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2017. 216 с.
18. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.
19. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению / М.А. Юндин, А.М. Королев. - М.: Лань, 2016. 320 с.
20. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. 428 p.
21. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2018, №2. p. 44-50.
22. Designing a modern substation to minimise cost and time during future upgrades. Sinclair Boy Pienaar. Master of Engineering in Electrical Engineering. Central University of Technology, Free State, July 2019.
23. Improving the Reliability of Relay-Protection and Automatic Systems of Electric-Power Stations and Substations. A. A. Gryzlov & M. A. Grigor’ev. Russian Electrical Engineering volume 89, 2018, P 245–248.
24. Implementation aspects of substation automation systems based on IEC 61850. Biswajit Adhikary ; Sudhakar Rao ; Srinivasa Rao Balasani. 2016 2nd International Conference on Control, Instrumentation, Energy & Communication (CIEC), DOI: 10.1109/CIEC.2016.7513832; 18 July 2016.

Приложение А

Действующая однолинейная схема ПС «Снежная»

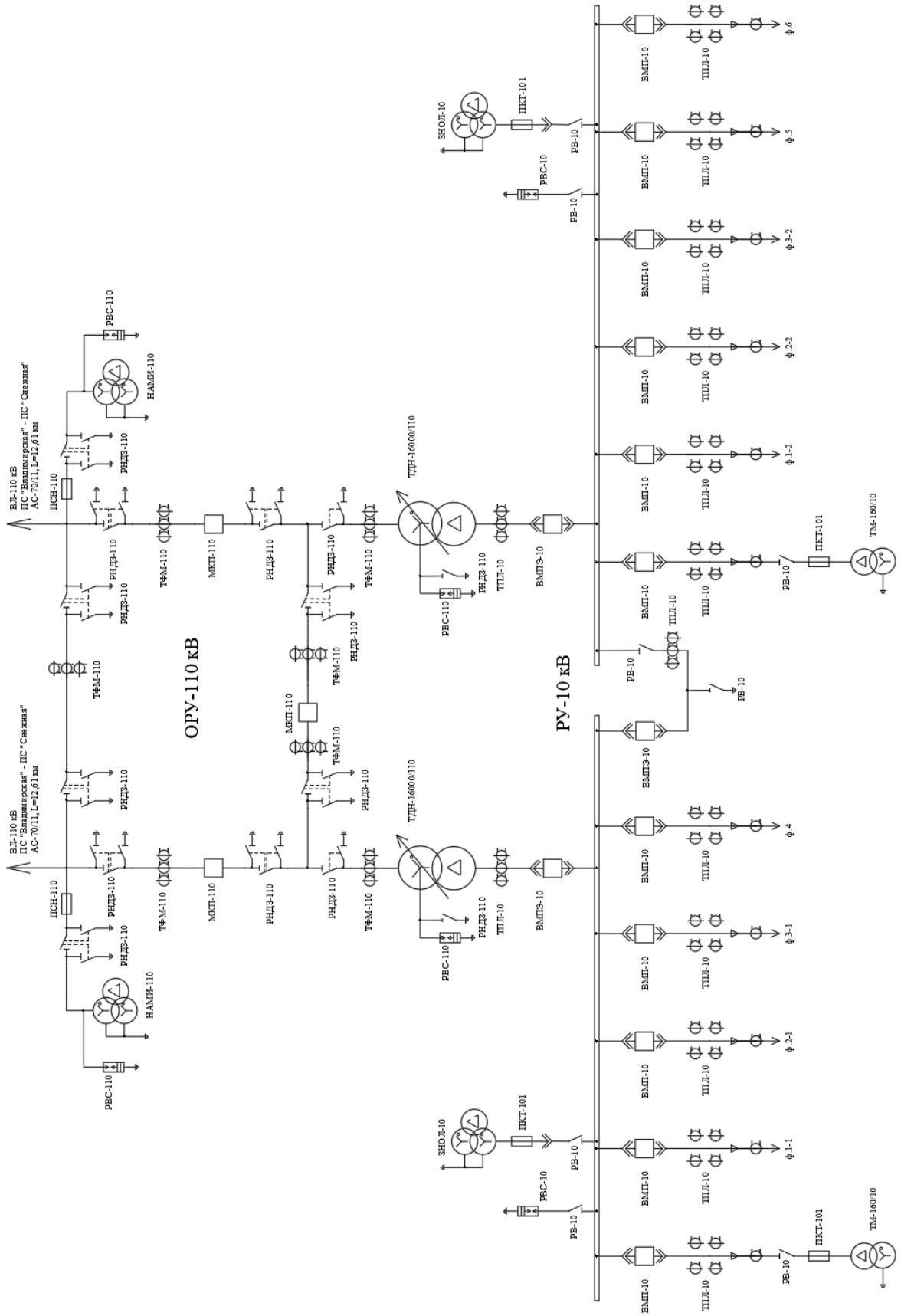


Рисунок А.1 – Действующая однолинейная схема ПС «Снежная»

Приложение Б

Однолинейная схема подстанции «Снежная» после реконструкции

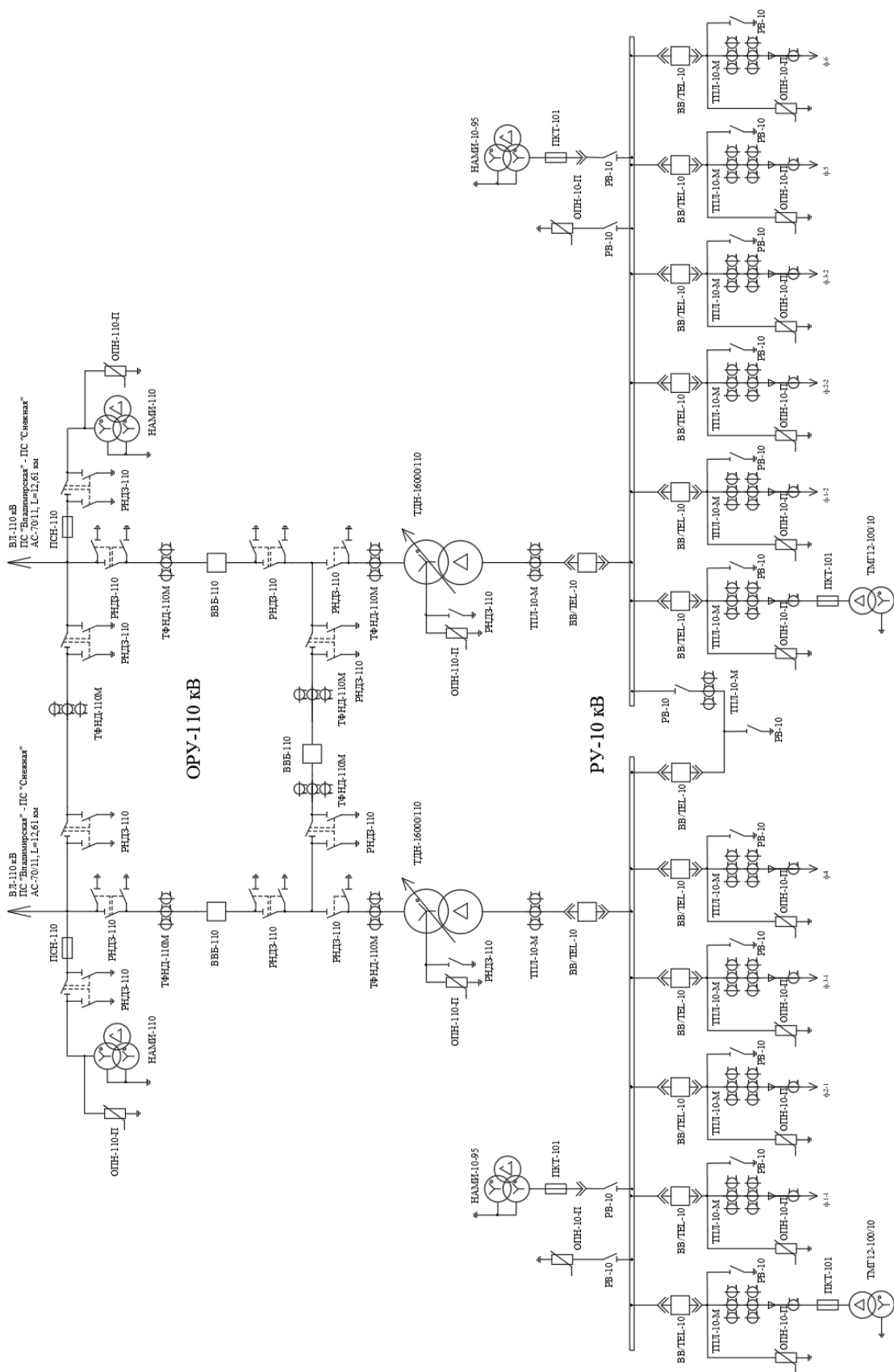


Рисунок Б.1 – Однолинейная схема ПС «Снежная» после реконструкции

Приложение В

Схема релейной защиты силовых трансформаторов

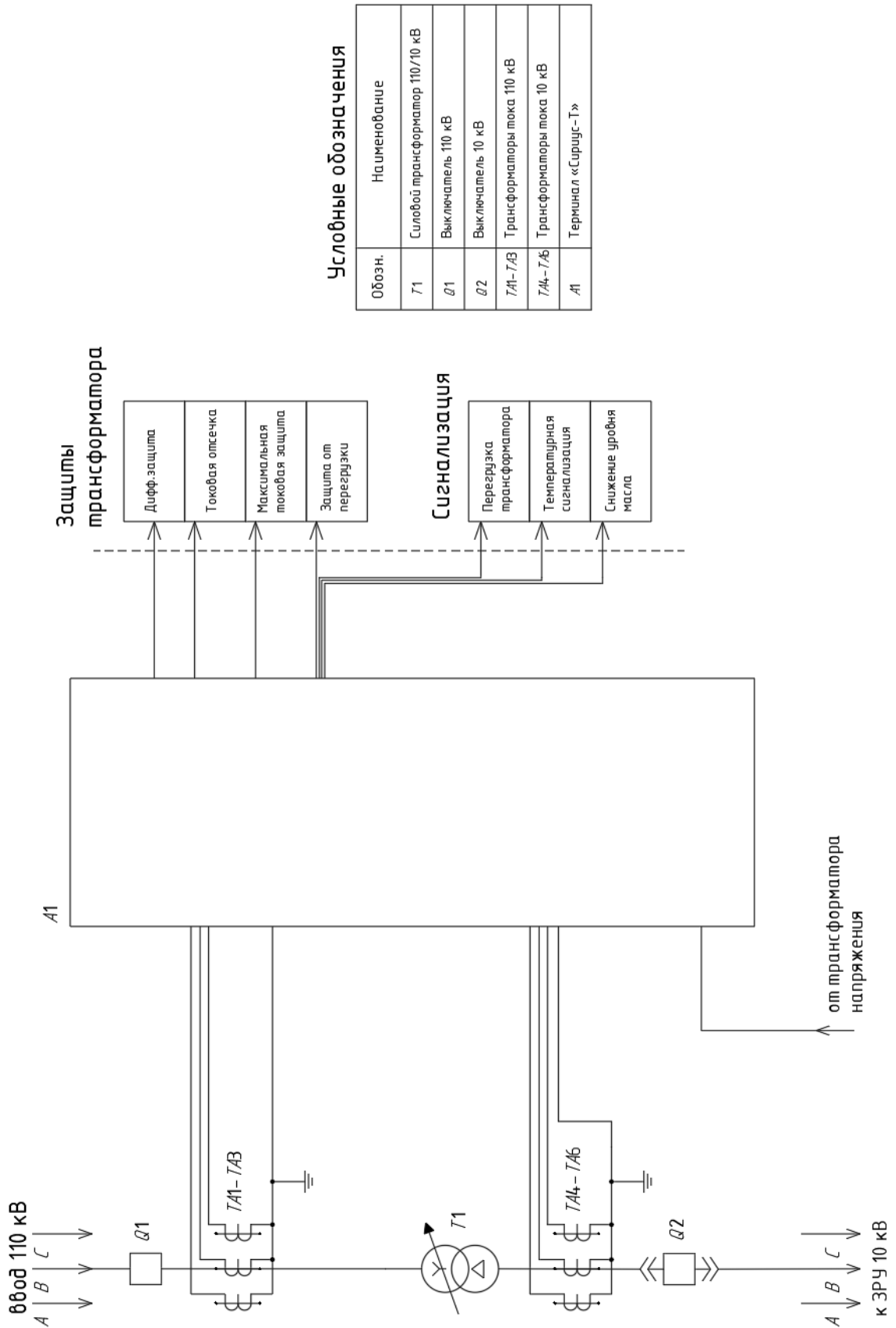


Рисунок В.1 – Схема релейной защиты силовых трансформаторов

Приложение Г

Схема релейной защиты КЛ 10 кВ

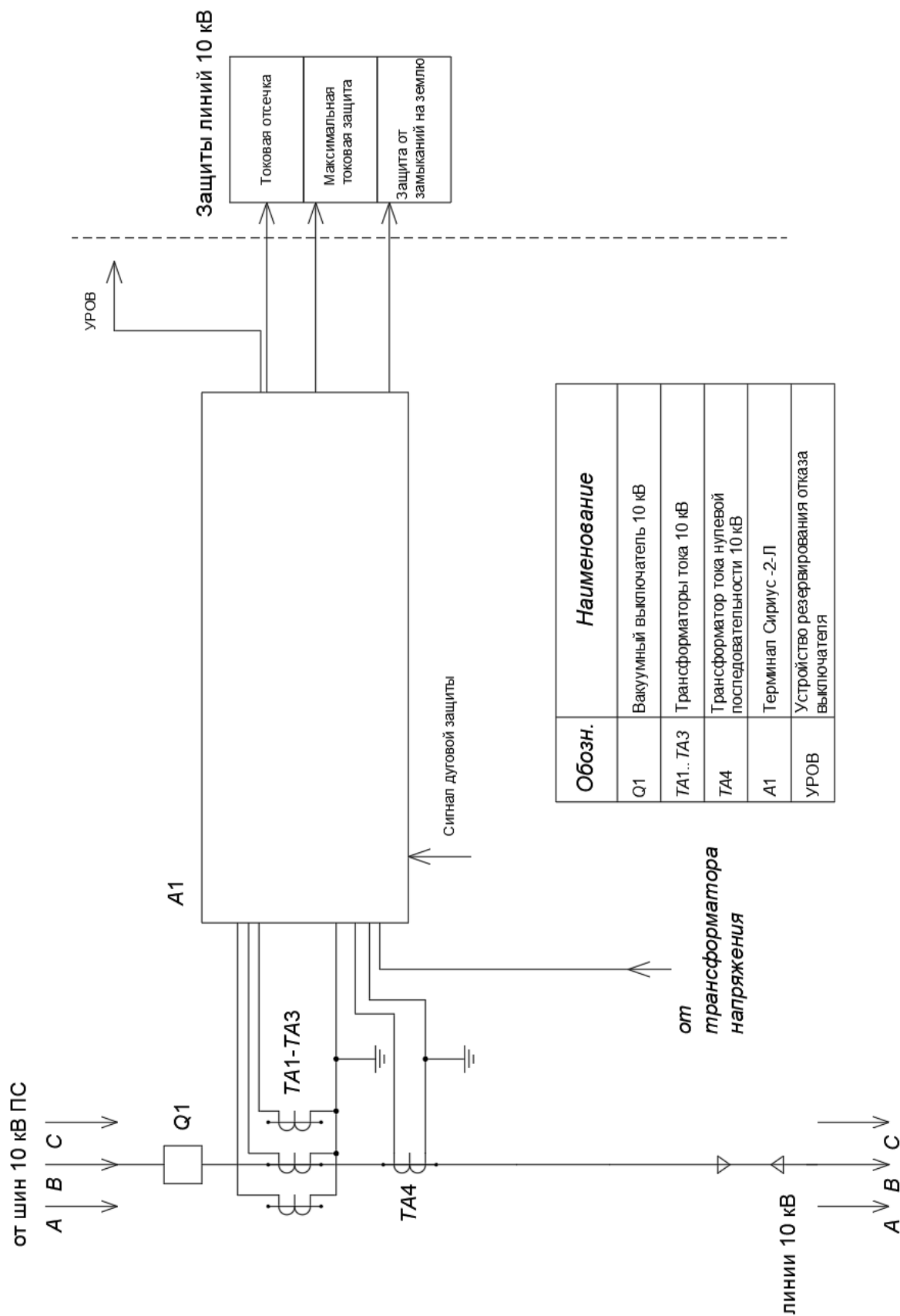


Рисунок Г.1 – Схема релейной защиты КЛ 10 кВ