

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ  
«Ботаническая»

Обучающийся

Ю.В. Жунгиету

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Андреев

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

Тольятти 2022

## Аннотация

Выпускная квалифицированная работа состоит из 41 страницы, 21 рисунка, 11 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: оборудование, реконструкция, нагрузка, мощность, параметры, линия, характеристики.

Актуальность темы обусловлена высокой степенью износа и технологическим устареванием большей части ЭО электрической части ПС 35/6 кВ «Ботаническая».

Объект исследования: ПС 35/6 кВ «Ботаническая».

Предмет исследования: электрическая часть ПС «Ботаническая».

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции электрической части ПС.

Проведен анализ электрической части ПС, обоснована реконструкция. Определены электрические нагрузки потребителей, действующие силовые трансформаторы проверены по допустимой загрузке. Определены токи КЗ в ключевых точках (на шинах ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ, в конце отходящих КЛ 6 кВ). Выбрано и проверено по допустимым параметрам оборудование электрической части. Выбраны микропроцессорные терминалы РЗА, определены уставки предусмотренных защит.

Реконструкция электрической части ПС обеспечит ее надежную и безопасную работу, надежное электроснабжение потребителей.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ электрической части ПС, обоснование реконструкции.....	5
1.1 Анализ электрической части ПС .....	5
1.2 Обоснование реконструкции .....	8
2 Проектирование реконструкции.....	9
2.1 Анализ нагрузок .....	9
2.2 Определение токов КЗ .....	11
2.3 Выбор и проверка оборудования.....	16
3 Реконструкция релейной защиты и автоматики .....	30
3.1 Защита трансформаторов 35/6 кВ .....	30
3.2 РЗ фидеров 6 кВ.....	34
3.3 АВР на шинах 6 кВ .....	37
Заключение .....	39
Список используемых источников.....	40
Приложение А. Однолинейная схема ПС.....	42
Приложение Б. Однолинейная схема ПС после реконструкции.....	43
Приложение В. Схема РЗ трансформаторов .....	44
Приложение Г. Схема РЗ фидеров 6 кВ.....	45

## Введение

По мере эксплуатации подстанций (ПС) электрооборудование (ЭО) постепенно изнашивается и технологически устаревает, ввиду чего необходимо проводить своевременную реконструкцию электрической части. В случае непроведения реконструкции в этом случае повышается риск аварийных ситуаций, снижается надежность и безопасность эксплуатации ЭЧ, повышаются технико-эксплуатационные расходы. Также необходимость данных работ может быть обусловлена изменением характеристик и величины электрических нагрузок потребителей, подключением дополнительных потребителей и другими факторами. Поэтому своевременное проведение реконструкции необходимо для обеспечения качественного и безаварийного обеспечения потребителей электрической энергией.

Актуальность темы обусловлена высокой степенью износа и технологическим устареванием большей части ЭО электрической части ПС 35/6 кВ «Ботаническая».

Объект исследования: ПС 35/6 кВ «Ботаническая».

Предмет исследования: электрическая часть ПС «Ботаническая».

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции электрической части ПС.

Задачи работы:

- провести анализ действующей схемы ПС, обосновать реконструкцию;
- определить актуальные электрические нагрузки ПС и расчетные токи по местам установки ЭО;
- определить токи КЗ;
- выбрать и проверить новое ЭО;
- выбрать микропроцессорные терминалы РЗА, уставки предусмотренных защит.

## **1 Анализ электрической части ПС, обоснование реконструкции**

### **1.1 Анализ электрической части ПС**

«ПС 35/6 кВ Ботаническая принадлежит Самарской энергосистеме (ЭС), ПАО МРСК Волги. ПС введена в эксплуатацию в 1979 г. Питание ПС производится по двухцепной отпайке от ВЛ 35 кВ «Ботаническая», марка проводов АС-120/19, длина ВЛ 1,5 км. В состав нагрузки входят распределительные ТП 10/0,4 кВ: ТП-21, ТП-25, ТП-27 и ТП-28. В состав нагрузки ТП-28 входят потребители 1,2 и 3 категорий надежности электроснабжения, поэтому она питается от двух фидеров 6 кВ по двухцепной КЛ. Для своевременного ввода резерва питания предусмотрено АВР на основе электромеханических реле. В состав нагрузки ТП-21, ТП-25 и ТП-27 входят потребители только 3 категории надежности электроснабжения, поэтому они питаются по одноцепным кабельным линиям, от отдельных фидеров 6 кВ. Однолинейная схема ПС – в Приложении А.

В основном электрооборудование (ЭО) находится в эксплуатации с момента ввода ПС в работу. Часть оборудования эксплуатируется с 2020 года: разъединители 35 кВ; короткозамыкатели 35 кВ; трансформаторы напряжения (ТН) 35 кВ; трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП) 6 кВ; предохранители 35 кВ; изоляторы 35 кВ.

Технологически устарели:

- отделители и короткозамыкатели;
- вентильные разрядники;
- ТСН» [16].

«Требуется обеспечить надлежащий уровень защиты от перенапряжений и безопасности проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования фидеров отходящих линий 6 кВ. Для этого необходимо установить дополнительные ОПН и разъединители с заземлением. Также установка дополнительных ОПН улучшит условия

коммутации при отключении нагрузки выключателями 6 кВ ввиду ограничения токов самоиндукции. Замена ТСН на новые, энергоэффективной марки, герметичные, необслуживаемые, позволит сократить потери электроэнергии в ТСН и технико-эксплуатационные расходы» [5].

«Остаточный ресурс (ОР) всего оборудования можно определить по выражению:

$$OP = \frac{T_n - T_\phi}{T_n} \cdot 100, \% \quad (1)$$

где  $T_n$  – паспортный ресурс, лет;

$T_\phi$  – фактический ресурс, лет» [12].

«Для отделителей ОД-35:

$$OP = \frac{25 - (2022 - 1979)}{25} \cdot 100 = -72 \%,$$

ОР отсутствует» [20].

Результаты расчетов ОР – в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов ОР

Оборудование	Срок службы, лет		ОР, %
	$T_n$	$T_\phi$	
ТМН-6300/35	25	2	92
ОД-35	25	43	нет
РНДЗ-35	25	2	92

Продолжение таблицы 1

Оборудование	Срок службы, лет		ОР, %
	Тном	Тфакт	
КЗ-35	25	2	92
ТФЗМ-35		43	нет
ЗНОЛ-35		2	92
РВ-35М		43	нет
ПСН-35		2	92
ИОС-35			
ТМ-100/6		43	нет
ВМПЭ- 10			
ВМП- 10			
ЗР-10			
ТПОЛ-10			
ТПЛ-10			
НТМИ-6			
ПКТ-101			
РВС-10	25	2	92
ИО-10			

Для всего ЭО, эксплуатируемого с 1979 г. ОР также отсутствует, степень износа критическая и ЭО следует заменить на новые современные аналоги. «ЭО, эксплуатируемое с 2020 г. новое и современное и не нуждается в замене» [14].

## 1.2 Обоснование реконструкции

Обоснование реконструкции электрической части ПС:

- высокий уровень износа ЭО, эксплуатируемого с 1979 г. (основной части ЭО), дальнейшая эксплуатация которого чревата аварийными ситуациями с вытекающими негативными последствиями. Необходима установка нового ЭО;

- основная часть ЭО устарела, технико-эксплуатационные характеристики не соответствуют актуальным требованиям надежности и безопасности. Необходима установка нового и современного ЭО;

- релейная защита и автоматика (РЗА) также технологически устарела и нуждается в реконструкции. Требуется выполнить РЗА на современных микропроцессорных терминалах, рассчитать уставки.

- «требуется обеспечить надлежащий уровень защиты от перенапряжений и безопасности проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования фидеров отходящих линий 6 кВ. Для этого необходимо установить дополнительные ОПН и разъединители с заземлением. Также установка дополнительных ОПН улучшит условия коммутации при отключении нагрузки выключателями 6 кВ ввиду ограничения токов самоиндукции. Необходимо установить дополнительные ТТ для функционирования микропроцессорной РЗ отходящих линий» [15].

Выводы по разделу 1. Выполнен анализ электрической части ПС и ЭО в ее составе. Обоснована реконструкция, предлагаются соответствующие мероприятия.



## 2 Проектирование реконструкции

### 2.1 Анализ нагрузок

«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.

Контрольные замеры зимних максимумов нагрузок ПС «Ботаническая» приведены в таблице 2» [7].

Таблица 2 – Зимние максимумы нагрузок

Т, ч	Нагрузки		
	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
0	2817,6	962,6	2977,5
2	3193,2	1091,0	3374,5
4	3631,5	1240,7	3837,6
6	3944,6	1347,6	4168,4
8	4445,5	1518,8	4697,8
10	4946,4	1689,9	5227,1
12	5760,4	1968,0	6087,3
14	5572,5	1903,8	5888,8
16	5823,0	1989,4	6153,4
18	5948,2	2032,2	6285,7
20	6261,3	2139,1	6616,6
22	3694,1	1262,1	3903,8
24	2817,6	962,6	2977,5

График нагрузок – на рисунке 1.

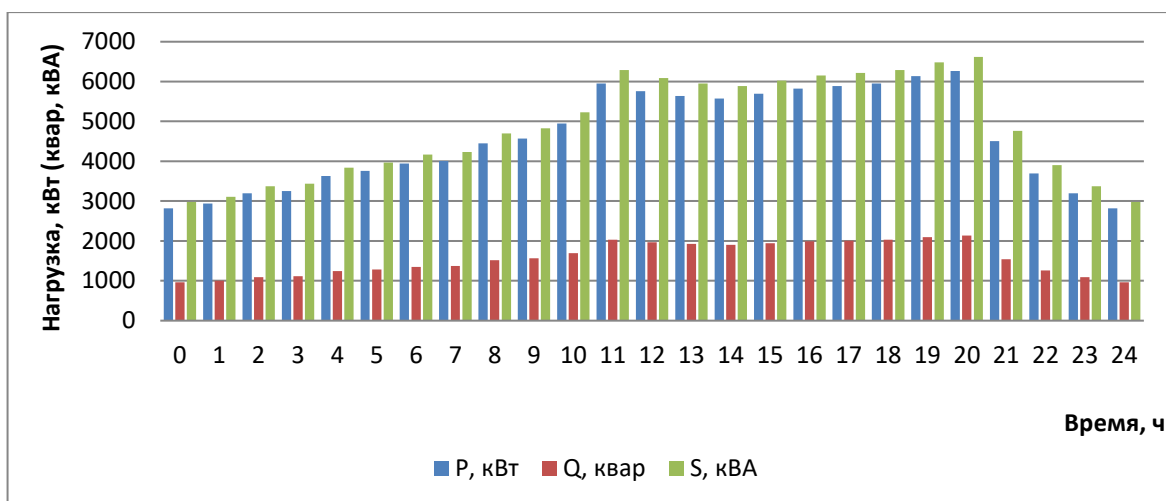


Рисунок 1 – График нагрузок

Максимальные нагрузки:

$$P_{\max} = 6261,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{\max} = 2139,1 \text{ квар};$$

$$S_{\max} = 6616,6 \text{ кВА}.$$

«Силовые трансформаторы проверяются по допустимой загрузке, требуемая номинальная мощность:

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

где  $K_{з.н.} = 0,7$  – нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов, для двухтрансформаторных ПС» [2].

$$S_m \geq 0,7 \cdot 6616,6 = 4631,6 \text{ кВА};$$

$$S_m = 6300 \text{ кВА} \geq 4631,6 \text{ кВА}.$$

Действующие силовые трансформаторы имеют достаточную мощность и не нуждаются в замене.

## 2.2 Определение токов КЗ

«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. Расчетная схема токов КЗ приведена на рисунке 2.

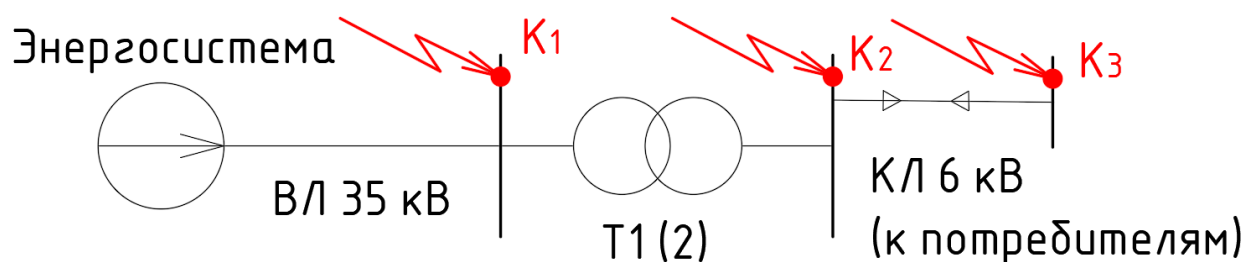


Рисунок 2 – Расчетная схема токов КЗ

Схема замещения приведена на рисунке 3» [17].

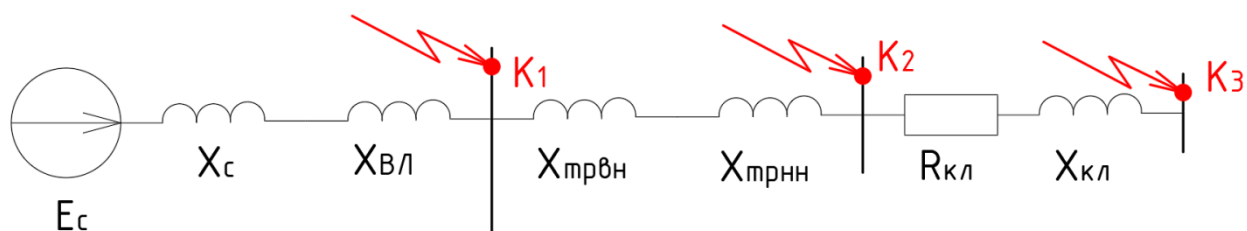


Рисунок 3 – Схема замещения

«Периодическая составляющая тока КЗ рассчитывается по формуле:

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

где  $E_c$  – напряжение короткого замыкания, кВ;

$X_{\Sigma K}$  – эквивалентное сопротивление элементов до точки КЗ, Ом.

Ударный коэффициент тока КЗ:

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

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (для сети 35 кВ  $T_a = 0,06$  с; для сети 6 кВ  $T_a = 0,07$  с; для сети до 1 кВ  $T_a = 0,09$  с).

Ударный ток КЗ:

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

Действующее значение ударного тока КЗ:

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

Ток двухфазного КЗ:

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

Ток однофазного КЗ:

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

Наибольшее значение аperiodической составляющей тока КЗ вычисляется по формуле:

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

где  $\tau$  – наименьшее время КЗ, с.

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

где  $t_{з\min}$  – наименьшее время срабатывания РЗ, 0,01 с;

$t_{CB}$  – собственное время отключения выключателя 35 кВ, с.

Полный ток КЗ:

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

Сопротивление силовых трансформаторов ПС по стороне ВН вычисляется по формуле:

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

где  $U_K$  – напряжение КЗ трансформатора (согласно паспорту), %;

$U_H$  – напряжение обмотки ВН, кВ;

$S_{HT}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА» [18].

$$X_{ТРВН} = \frac{7,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 6,3^2} = 2,315 \text{ Ом}$$

«Сопротивление силовых трансформаторов ПС по стороне НН вычисляется по формуле» [18]:

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

$$X_{TPHH} = 2,315 \cdot (10 / 35)^2 = 0,189 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ 35 кВ до рассматриваемой ПС вычисляется по формуле:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (14)$$

где  $x_o$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;

$L$  – длина ВЛ, км» [18].

$$X_{ЛЭП} = 0,427 \cdot 1,5 = 0,641 \text{ Ом}$$

«Сопротивление питающей энергосистемы вычисляется по формуле:

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

где  $S_K$  – мощность КЗ в начале ВЛ 35 кВ, 840 МВА» [16].

$$X_C = 35^2 / 840 = 1,458 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (3-11):

$$I_{K1}'' = 35 / (\sqrt{3} \cdot (0,189 + 1,458)) = 9,628 \text{ кА}$$

$$K_{v1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,61,$$

$$i_{v1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 9,628 = 21,919 \text{ кА}$$

$$I_{v1} = 9,628 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 14,741 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(2)} = (\sqrt{3} / 2) \cdot 9,628 = 8,338 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot 9,628 = 5,295 \text{ кА}$$

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

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 9,628 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,06}} = 2,744 \text{ кА}$$

$$I_{n1} = 2,744 + 9,628 = 12,372 \text{ кА}$$

Результаты расчетов – в таблице 3.

Таблица 3 – Токи КЗ

Точка КЗ	$I''$ , кА	$i_y$ , кА	$I_y$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА	$I_{\alpha\tau}$ , кА	$I_n$ , кА
K1	9,628	21,919	14,741	8,338	5,295	2,744	12,372
K2	6,877	15,656	10,529	5,956	3,782	1,960	8,837

Для выбора уставок РЗА также определяются токи КЗ в конце КЛ 6 кВ к потребителям.

Характеристики КЛ на фидерах 6 кВ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – «Характеристики КЛ на фидерах 6 кВ» [13]

Фидеры	L, км	Кабель ААБ, мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км
ТП-21	1,418	3x95	0,326	0,083
ТП-25	1,256			
ТП-27	1,496			
ТП-28	2,014	3x185	0,167	0,077

Токи КЗ в конце КЛ 6 кВ – в таблице 5.

Таблица 5 – Токи КЗ

Фидеры	$I''$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА
ТП-21	6,31	5,46	3,47
ТП-25	6,35	5,50	3,49
ТП-27	6,29	5,44	3,46
ТП-28	6,40	5,54	3,52

Далее выбирается и проверяется по режимам КЗ заменяемое оборудование.

## 2.3 Выбор и проверка оборудования

### 2.3.1 Выключатели

«Условия выбора выключателей:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ};$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ.}$$

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

где  $I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{к}$  – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_{у}, \text{ кА}$$

где  $i_{пр.с}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ, кА.

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

где  $I_m$  – предельный ток термической стойкости, кА;

$t_m$  – время протекания тока термической стойкости, с;

$B_{к}$  – тепловой импульс тока КЗ, вычисляемый по формуле:

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



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;

$t_{откл.В}$  – собственное время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;  $T_a = 0,05 \text{ с.}$ » [3].

Выключатели 35 кВ.

«Максимальный рабочий ток оборудования 35 кВ, с учетом перегрузочной способности силового трансформатора:

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

где  $S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА» [18].

$$I_{макс} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,497 \text{ А}$$

Устанавливаются ВБН-35/630, проверка в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}$ , кВ	35	35
$I_{ном}$ , А	630	145,5
$I_{н.откл.}$ , кА	31,5	9,628
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> ·с	2977	278,1
$i_{дин}$ , кА	80	21,9

Внешний вид выключателя ВБН-35/630 – на рисунке 4.



Рисунок 4 – Внешний вид ВБН-35/630

Максимальный ток РУНН:

$$I_{\text{макс}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 848,7 \text{ A}$$

Устанавливаются выключатели ВВ/TEL-10/1000(630), проверка – в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
U <sub>ном</sub> , кВ	6	6
I <sub>ном</sub> , А	1000 (630)	848,7 (135,4)
I <sub>н.откл.</sub> , кА	20	6,9
I <sup>2</sup> <sub>тер</sub> · t <sub>тер</sub> , кА <sup>2</sup> ·с	1200	141,9
i <sub>дин</sub> , кА	20	15,7

Внешний вид выключателя ВВ/TEL-10 – на рисунке 5.



Рисунок 5 – Внешний вид ВВ/TEL-10

### 2.3.2 Разъединители и ОПН

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.апп.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{н.апп.} \geq I_{раб.маx.}$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq Bк$$

$$i_{дин} \geq i_{у.}$$

Принимаются разъединители РВ-10/1000 на перемычке РУ и РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН, проверка в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	6
$I_{ном}, \text{А}$	1000 (400)	848,7 (135,4)
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	768	141,9
$i_{дин}, \text{кА}$	40	15,7

Внешний вид разъединителя РВ-10 – на рисунке 6.

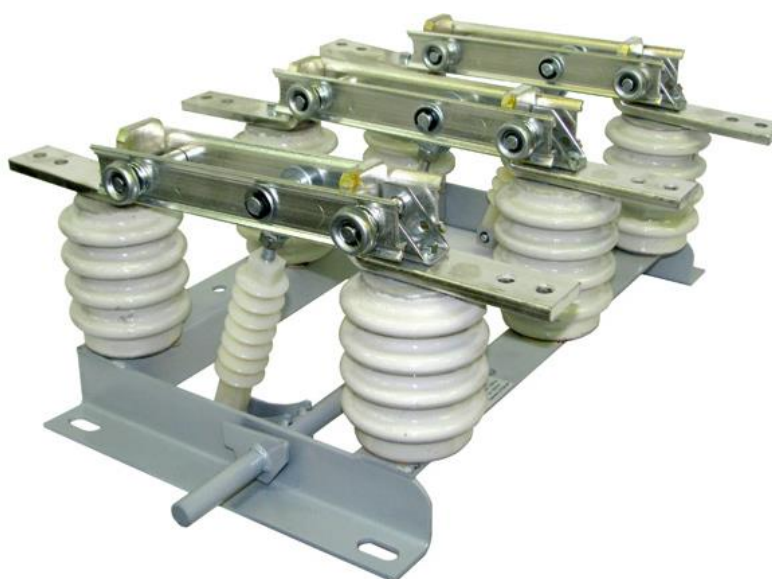


Рисунок 6 – Внешний вид РВ-10

Выбор и проверка ОПН.

Принимаются ОПНп-35, проверка в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка ОПН 35 кВ

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	35	35
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	278,1
$i_{дин}, \text{кА}$	52	21,9

Внешний вид ОПНп-35 – на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид ОПНп-35

«Для обеспечения надлежащего уровня защиты от перенапряжений на шинах 6 кВ и отходящих фидерах устанавливаем ОПНп-6. Также установка дополнительных ОПН на отходящих фидерах улучшит условия коммутации при отключении нагрузки выключателями 6 кВ ввиду ограничения токов самоиндукции» [15], проверка в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка ОПН 6 кВ

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	6
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	141,9
$i_{дин}, \text{кА}$	80	15,7

Внешний вид ОПНп-6 – на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид ОПНп-6

### 2.3.3 Измерительные трансформаторы

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.макс.}$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}$$

Проверка на термическую стойкость производится согласно выражению:

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

где  $k_{тер.}$  – кратность термической стойкости;

$I_{1н.}$  – номинальный ток первичной обмотки, кА.

Проверка на динамическую стойкость производится согласно выражению:

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

где  $k_{эд}$  – кратность динамической стойкости» [3].

Выбор и проверка ТТ 35 кВ.

«Преимущества элегазовых ТТ:

- минимальное техническое обслуживание;
- повышенная взрыво- и пожаробезопасность;
- увеличенный номинальный срок службы (35 лет вместо 25 лет);
- компактность, меньшая масса, меньший шум при работе;
- сниженные технико-эксплуатационные расходы;
- высокая экологичность» [19].

Принимаются ТТ марки ТРГ-35, проверка по условиям выбора:

$$U_{н.амт.} = 35 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 35 \text{ кВ.}$$

$$I_{1н.} = 150 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 145,5 \text{ А.}$$

$$(265 \cdot 0,15)^2 \cdot 3 = 4740 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 278,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,15 = 74,235 \text{ кА} > 21,919 \text{ кА}$$

«Сопротивление вторичной нагрузки:

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

где  $Z_{приб.}$  – сопротивление приборов вторичной нагрузки, Ом;

$Z_{пров.}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом.

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

где  $l_{пров.}$  – длина проводов, м;

$\rho$  – удельное сопротивление проводов, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$s_{пров.}$  – сечение проводов, мм<sup>2</sup>;

$Z_{конт.}$  – сопротивление контактных соединений, около 0,1 Ом.

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

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

[3].

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

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

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

Погрешность ТТ при данном значении  $Z_{2\Sigma}$  составит менее 10% [18].

Внешний вид ТТ марки ТРГ-35 – на рисунке 9.



Рисунок 9 – Внешний вид ТТ марки ТРГ-35

Выбор и проверка ТТ 6 кВ.

Принимаются ТПЛ-10-М/1000(100..300) на вводах РУ(на фидерах).

Проверка ТТ по условиям выбора:

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

$$I_{1н.} = 1000 \text{ (100..300) А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 848,7 \text{ (72,6..270,8) А.}$$

$$(60 \cdot 1,0)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 6,877 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,6 = 63,63 \text{ кА} > 15,656 \text{ кА}$$



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

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

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

Погрешность ТТ при данном значении  $Z_{2\Sigma}$  составит менее 10% [18].

Внешний вид ТТ марки ТПЛ-10-М – на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид ТТ марки ТПЛ-10-М

Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

«Условия выбора ТН:

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

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}.$$

Принимаются ТН марки НАМИ-6-95.

$$U_{\text{н.ант.}} = 6 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 6 \text{ кВ.}$$

$$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 43 \text{ ВА.}$$

Внешний вид ТН марки НАМИ-6-95 – на рисунке 11.



Рисунок 11 – Внешний вид НАМИ-6-95

### 2.3.4 Изоляторы

«Условия выбора изоляторов:

$$U_H \geq U_{уст.}$$

$$F_{доп} \geq F_{расч}$$

Расчетная нагрузка на изолятор:

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

где  $K_h$  – поправочный коэффициент на высоту шин;

$H_{из}$  – высота опорного изолятора, м.

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

где  $b$  – толщина шинодержателя, мм;

$h$  – высота шины, мм» [12].

Устанавливаются изоляторы ИОЭЛ 10.

$$F_{дон} = 1,764 \text{ кН};$$

$$U_H = 10 \text{ кВ};$$

$$H_{из} = 120 \text{ мм.}$$

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,458 \cdot 10^{-7} \cdot 15,656^2 / 0,12 = 1009,3 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 1,764 \text{ кН} > F_{расч} = 1,009 \text{ кН}$$

Внешний вид изолятора – на рисунке 12.



Рисунок 12 – Внешний вид изолятора ИОЭЛ 10

### 2.3.5 Трансформаторы СН

Расчетная нагрузка СН составляет 65,1 кВА [16].

Принимается два энергосберегающих герметичных ТСН марки ТМГ12-63/6. «Аварийный коэффициент загрузки» [6]:

$$K_3 = \frac{65,1}{63} = 1,03 < 1,4$$

«Перегрузка будет менее допустимой 40 %» [8].

Внешний вид ТМГ12-63/6 приведен на рисунке 13.



Рисунок 13 – Внешний вид ТМГ12-63/6

Однолинейная схема ПС после реконструкции – в Приложении Б.

### 2.3.6 Ячейки КРУ

Максимальный ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 848,7 \text{ А}$$

Выбираются КРУ К-132 «Новатор» на ток до 1000 А (ввод РУНН) и 630 А (фидеры 6 кВ).

Внешний вид КРУ – на рисунке 14.



Рисунок 14 – Внешний вид КРУ

Выводы по разделу 2. Согласно актуальным нагрузкам электрической части выбрано новое ЭО, проведены проверки во всех режимах. Составлена однолинейная схема ПС после реконструкции.

## 3 Реконструкция релейной защиты и автоматики

### 3.1 Защита трансформаторов 35/6 кВ

Трансформаторы ПС защищаются РЗ на основе терминалов Сириус-Т, схема РЗ – в Приложении В. Внешний вид терминала – на рисунке 15.



Рисунок 15 – Терминал Сириус-Т

#### 3.1.1 Дифференциальная защита

«Проверка ТТ производится по номинальному току, току намагничивания и по отстройке от переходных режимов.

Условие пригодности ТТ по токам:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (26)$$

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

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

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 103,93 < 150 < 2,5 \cdot 103,93 = 259,8 \text{ А}$$

$$0,1 \cdot 606,23 < 1000 < 2,5 \cdot 606,23 = 1515,6 \text{ А}$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (27)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 7,5}{100} = 0,15 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{ВН}^2}{S_{н.м.}}, \quad (28)$$

$$X_{\sigma} = \frac{38,5^2}{6,3} = 235,3 \text{ Ом}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_L = x_0 \cdot L, \quad (29)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление линии, Ом/км» [1].

$$X_L = 0,427 \cdot 1,5 = 0,641 \text{ Ом}$$

«Приводим сопротивление ВЛ к базисным условиям:

$$X_{*л} = 0,641 / 235,3 = 0,0027 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*В}^{(1)}, \quad (30)$$

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

$$X_* = 0,0027 + 1,1 \cdot 0,15 = 0,1672 \text{ о.е.}$$

$$X = 0,16172 \cdot 235,3 = 39,332 \text{ Ом}$$

«Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (31)$$

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

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 39,332} = 1110,79 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (32)$$

$$K_{ТТ} = \frac{1110,79}{\sqrt{2} \cdot 150} = 5,237 < 6,7$$



«Сопротивление нагрузки ТТ вычисляется по формуле:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (33)$$

где  $R_{\kappa}$  – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{пер}$  – переходное сопротивление контактов, 0,05 Ом;

$R_{вх.терм}$  – входное сопротивление терминала, 0,01 Ом.

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (34)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление жил, Ом мм<sup>2</sup>/м;

$S_{\kappa}$  – сечение жил, мм<sup>2</sup>» [1].

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

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

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом} : K_{10} = 24 \geq 20 \text{ [18].}$$

«Условие по отстройке от переходных режимов. Приведенная предельная кратность для ТТ:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (35)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (36)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 103,926 / 150 = 13,857 < 24$$

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (37)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

$$I_{d\max} \geq 1,4 \cdot 5,237 = 7,332 \text{ A}$$

$$I_{d\max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (38)$$

где  $K_{НБ}$  – коэффициент небаланса» [1].

$$I_{d\max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,877 = 5,777 \text{ кА}$$

### 3.2 РЗ фидеров 6 кВ

«КЛ 6 кВ защищаются РЗ на основе терминалов Сириус-2Л-02. Схема РЗ – в Приложении Г. Внешний вид терминала – на рисунке 16.



Рисунок 16 – Терминал Сириус-2Л-02

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (39)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (40)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (41)$$

где  $k_{cx} = 1$  – коэффициент схемы подключения ТТ;

$n_T$  – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности защиты» [1]:

$$k_{\psi} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (42)$$

«Защита от замыканий на землю (ЗНЗ). Ток срабатывания:

$$I_{C.З.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (43)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки;

$k_B$  – коэффициент броска ёмкостного тока;

$I_C$  – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (44)$$

где  $I_{CO}$  – удельный ёмкостный ток кабеля, А/км;

$L$  – длина линии, км» [1].

Для фидера ТП-21, по (39-44):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,073 = 0,363 \text{ кА}$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 72,6 = 100,786 \text{ А}$$

$$I_{CP} = 100,786 \cdot \frac{1}{75/5} = 6,719 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{5466}{100,786} = 54,2 \geq 1,5$$

$$I_C = 1,04 \cdot 1,418 \cdot 1 = 1,475 \text{ А}$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,475 = 4,424 \text{ А}$$

Расчет РЗ линий 6 кВ – в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет РЗ линий 6 кВ

Фидеры 6 кВ	ГО, кА	МТЗ, А	Кч	ЗНЗ, А
ТП-21	0,36	100,79	54,2	4,42
ТП-25	0,41	113,14	48,7	3,92
ТП-27	0,68	375,93	14,8	8,88
ТП-28	0,46	127,99	42,6	4,67

### 3.3 АВР на шинах 6 кВ

Уставка АВР:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (45)$$

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 10,5 = 4,2 \text{ кВ}$$

«Первая уставка по времени:

$$t_{ABP1} = t_{CЗ.макс} + \Delta t, \quad (46)$$

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

$\Delta t$  – выдержка для селективности, с» [18].

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

Вторая уставка АВР:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (47)$$

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 10,5 = 7,4 \text{ кВ}$$

«Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (48)$$

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

$t_{зан}$  – запас времени, 0,4 с» [18].

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

Схема АВР на шинах 6 кВ – на рисунке 17.

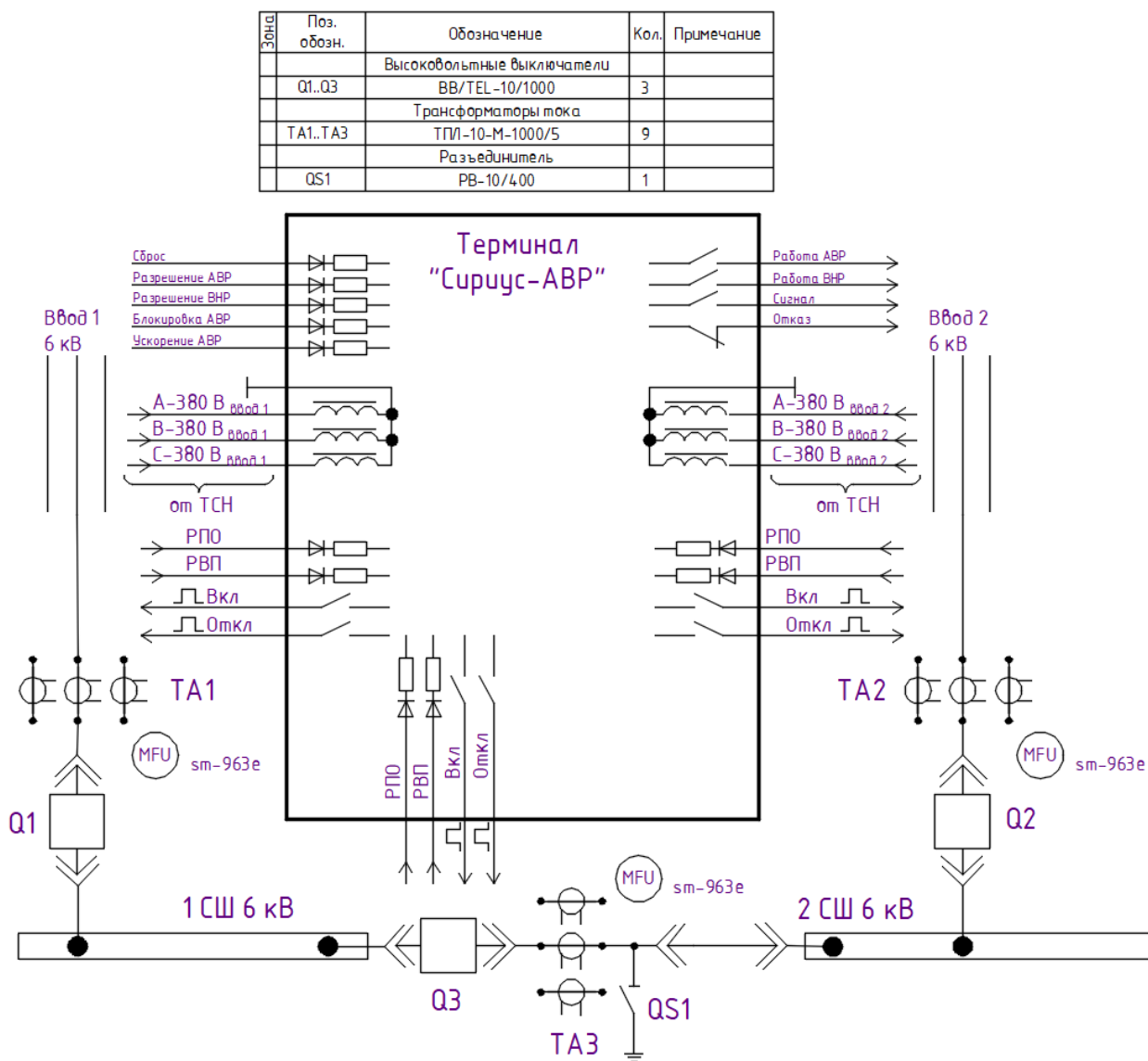


Рисунок 17 – Схема АВР 6 кВ

Выводы по разделу 3. Выбраны современные терминалы РЗА серии Сириус. Определены уставки предусмотренных защит.

## Заключение

Разработан проект реконструкции ПС «Ботаническая» 35/6 кВ. Актуальность реконструкции вызвана высокой степенью износа и технологическим устареванием большей части ЭО электрической части ПС.

Решены задачи и рассмотрены вопросы:

- проведен анализ электрической части ПС и обоснована реконструкция.

К причинам проведения реконструкции относится высокий уровень износа ЭО, эксплуатируемого с 1979 г. (основной части ЭО), дальнейшая эксплуатация которого чревата аварийными ситуациями с вытекающими негативными последствиями. Необходима установка нового ЭО. Также основная часть ЭО устарела, технико-эксплуатационные характеристики не соответствуют актуальным требованиям надежности и безопасности. Необходима установка нового и современного ЭО. Кроме того релейная защита и автоматика также технологически устарела и нуждается в реконструкции. Требуется выполнить РЗА на современных микропроцессорных терминалах, рассчитать уставки.

- определены электрические нагрузки потребителей, действующие силовые трансформаторы проверены по допустимой нагрузке;

- определены токи КЗ в ключевых точках (на шинах ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ, в конце отходящих КЛ 6 кВ);

- выбрано и проверено по допустимым параметрам оборудование электрической части;

- выбраны микропроцессорные терминалы РЗА, определены уставки предусмотренных защит.

Реконструкция электрической части ПС обеспечит ее надежную и безопасную работу, проект может быть рекомендован к реализации.

## Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2019. 256 с.
2. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. М.: Энергия, 2022. 41 с.
3. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В. М.: Солон-Пресс, 2019. 416 с.
4. Копылов И.П. Справочник по электрическим машинам. М.: Энергоатомиздат, 2020. 337 с.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие. М.: МЭИ, 2018. 412 с.
6. Кудрин Б. И. Электроснабжение. М.: Academia, 2019. 352 с.
7. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. - М.: Додэка XXI, 2018. 336 с.
8. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства. СПб.: Лань, 2018. 208 с.
9. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. М.: Энергия, 2019. 376 с.
10. Правила устройства электроустановок, издание 7. М.: Энергия, 2022. 648 с.
11. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М.: Энергия, 2018. 69 с.
12. Сибикин, Ю. Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение: Учебное пособие. М.: РадиоСофт, 2019. 328 с.
13. Смирнов А. Д., Антипов К. М. Справочная книжка энергетика. М.: Энергия, 2018. 553 с.
14. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока 35 - 750 кВ. М. : Энергия, 2021. 135 с.



15. Твердохлебов К. И. Рекомендации по выбору проектных решений при разработке подстанций 10...500 кВ. Хабаровск 2020. 205 с.
16. Техническая документация: ПС 35/6 кВ «Ботаническая». 2022. 98 с.
17. Фролов Ю. М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2018. 480 с.
18. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. М.: Энергия, 2020. 216 с.
19. Школа электрика. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 14.02.2022).
20. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. – <https://docs.cntd.ru/> (дата обращения: 15.02.2022).

# Приложение А

## Однолинейная схема ПС

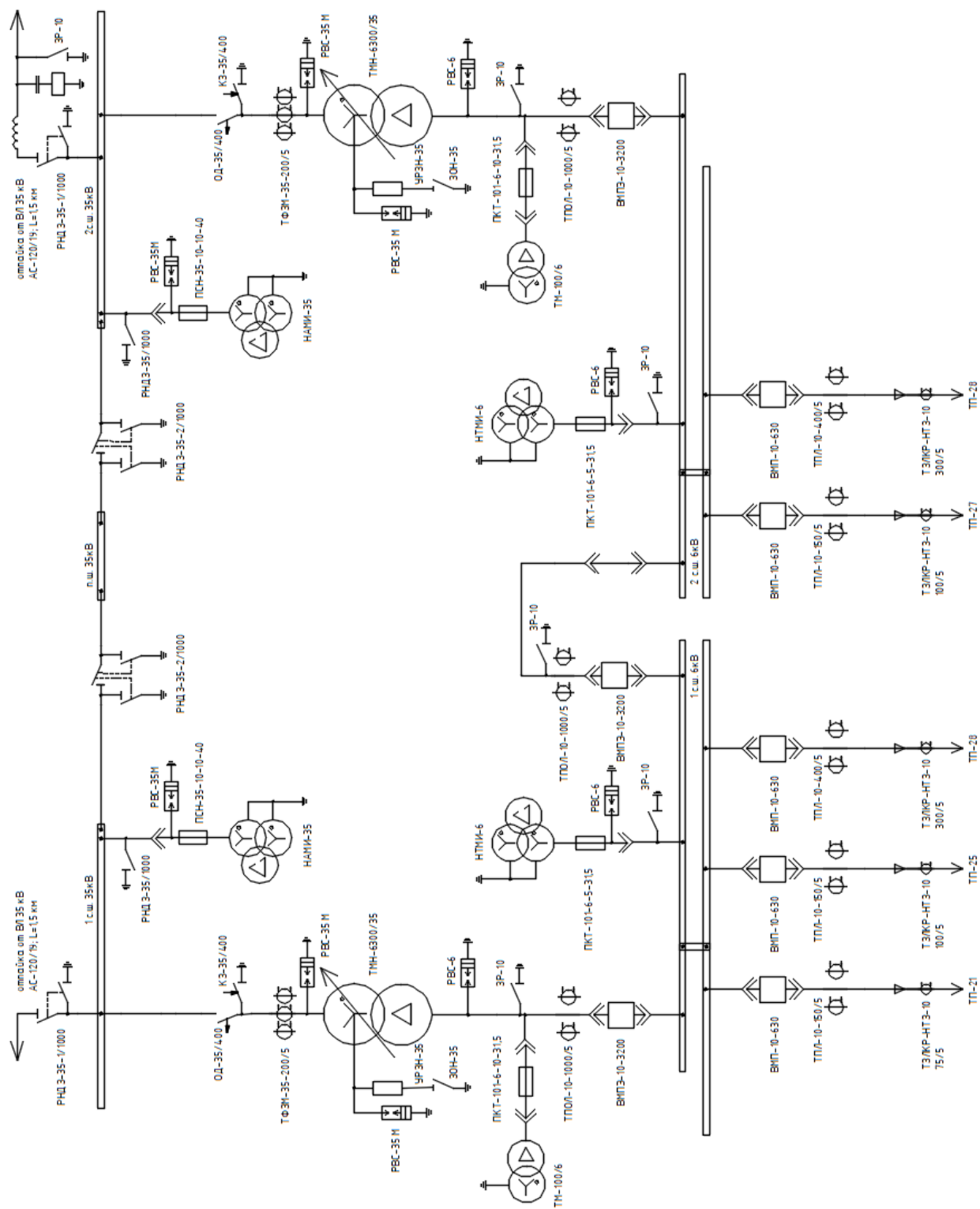


Рисунок А.1 – Однолинейная схема ПС

## Приложение Б

### Однолинейная схема ПС после реконструкции

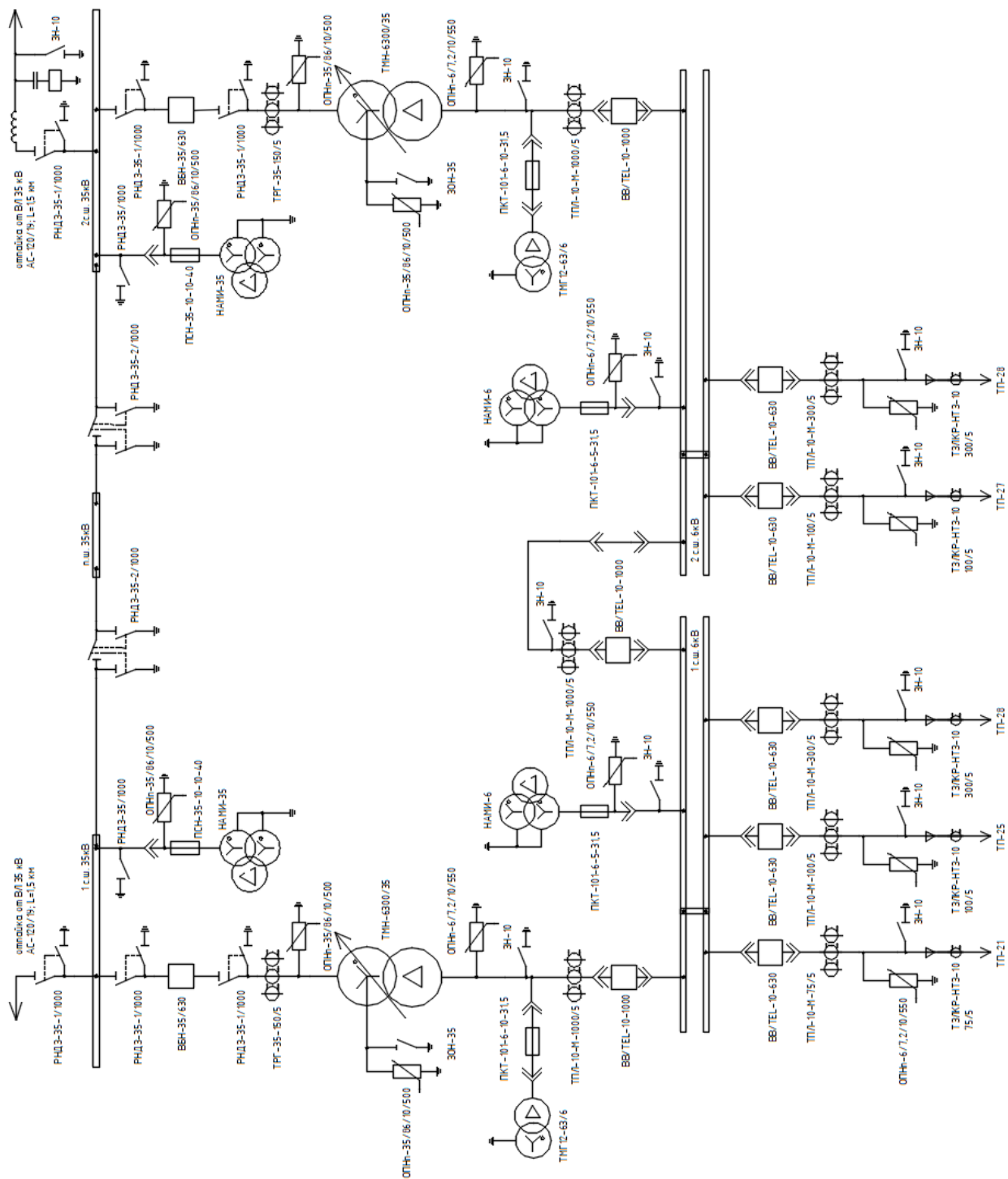


Рисунок Б.1 – Однолинейная схема ПС после реконструкции

# Приложение В

## Схема РЗ трансформаторов

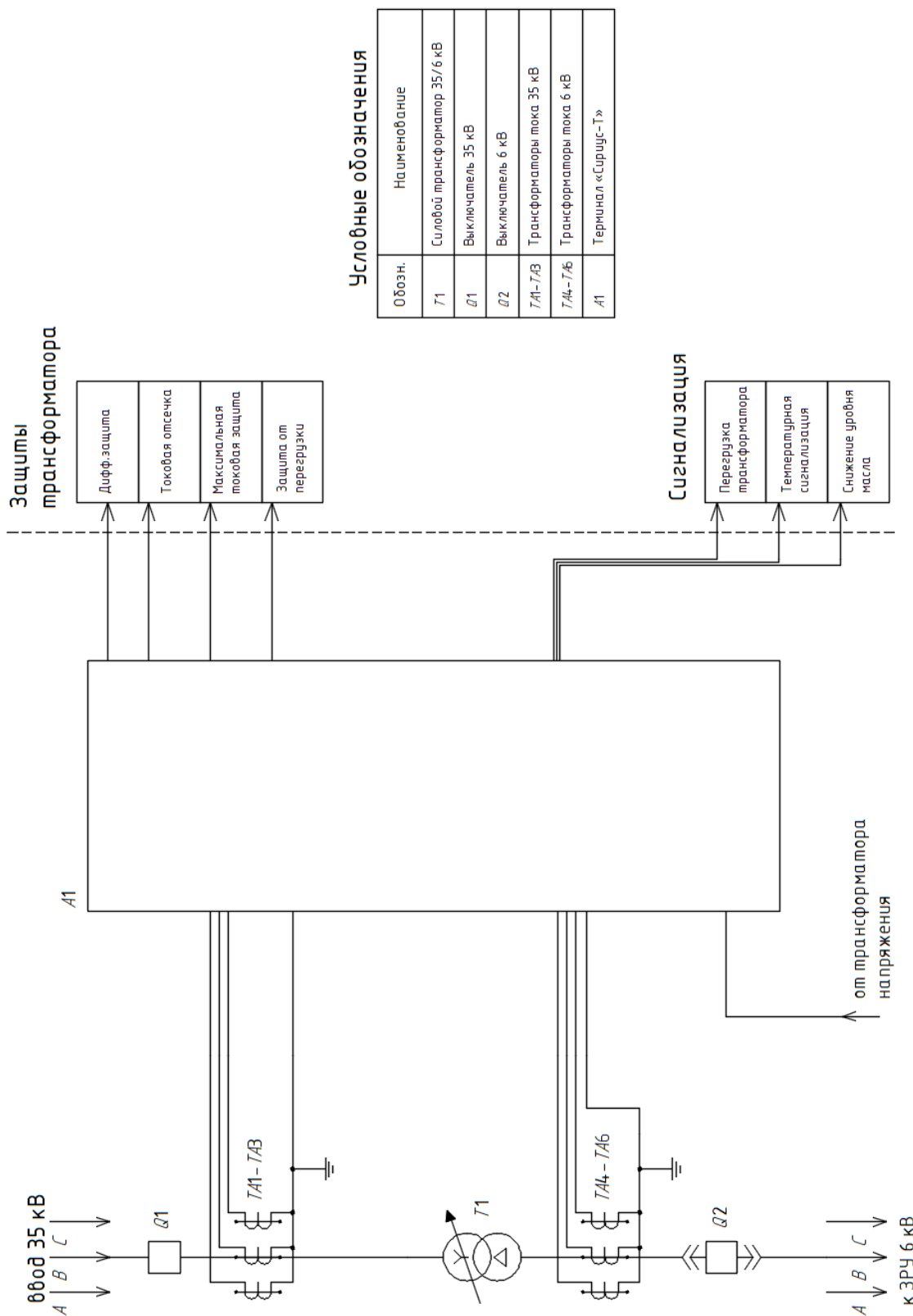


Рисунок В.1 – Схема РЗ трансформаторов

## Приложение Г

### Схема РЗ фидеров 6 кВ

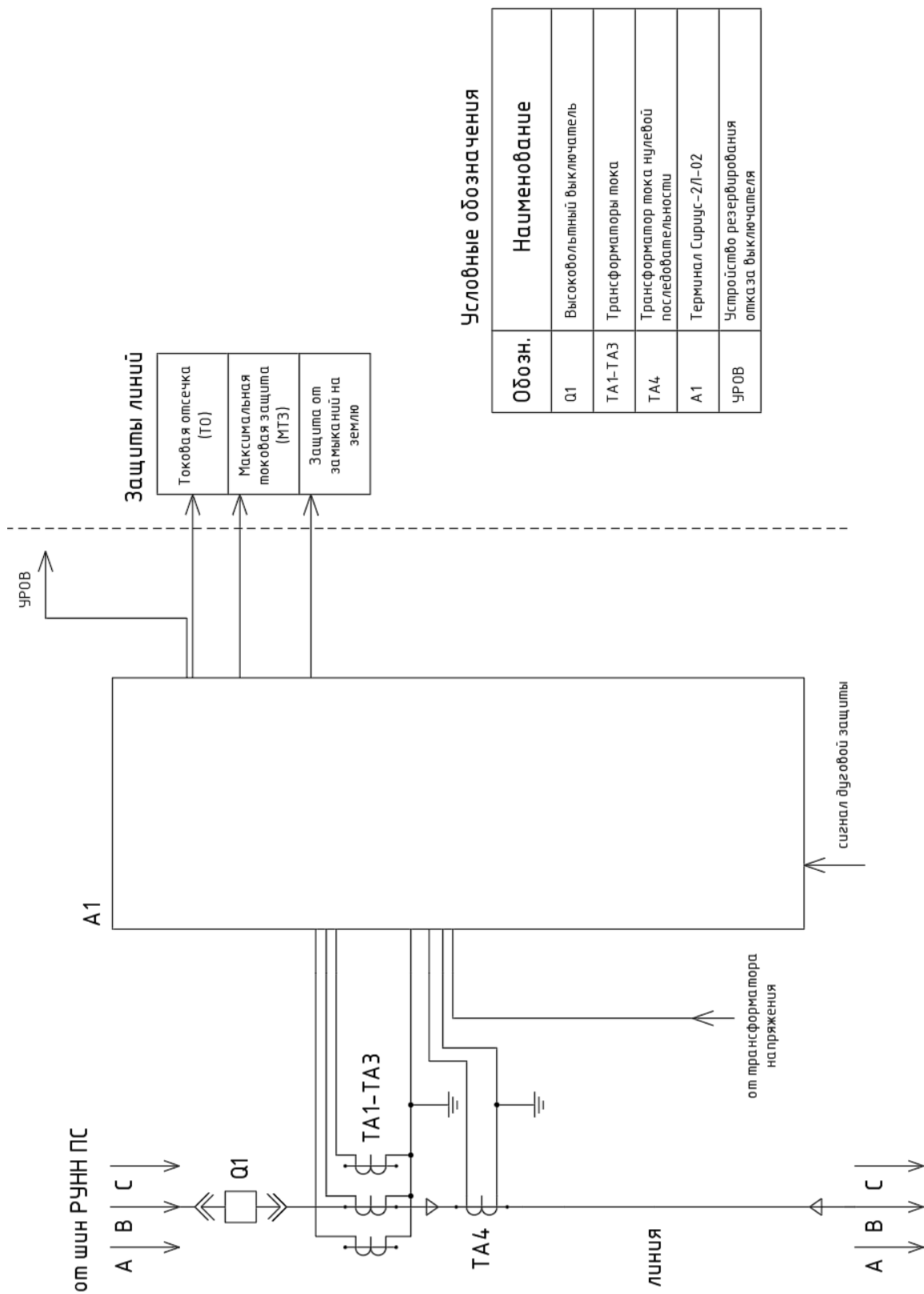


Рисунок Г.1 – Схема РЗ фидеров 6 кВ