

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 110/6 кВ УГП -5 ООО «Газпром добыча Уренгой»

Обучающийся

Д. Ю. Котенко

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., М.Н. Третьякова

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

Тольятти 2023

Аннотация

Выпускная квалифицированная работа 54 с., 23 рис., 12 табл., 20 источников.

Ключевые слова: подстанция, проектирование, электрическая сеть, потребитель, оборудование, релейная защита.

Актуальность темы: многие электрические ПС, в настоящее время, эксплуатируются с технически устаревшим и сильно изношенным электрооборудованием (ЭО). Это приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей и работы оборудования ПС в целом. Возрастают профессиональные риски для персонала ПС и ремонтных бригад. Следовательно, своевременная реконструкция ПС является важной и обязательной задачей, тема работы актуальна.

Объект исследования: ПС 110/6 кВ УГП-5, ООО «Газпром добыча Уренгой».

Предмет исследования: электрооборудование подстанции.

Цель работы: разработка предложений по реконструкции подстанции с применением современного оборудования и технических решений.

Действующая электрическая часть и ее оборудование проанализированы, выявлены критически значимые недостатки. Обосновано проведение реконструкции. Согласно актуальным нагрузкам потребителей, токам рабочих, аварийных и послеаварийных режимов, выбрано новое современное электрооборудование. Разработаны предложения по замене электромеханической релейной защиты и автоматики на микропроцессорную, определены требуемые уставки защит.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ действующего электрооборудования и актуальности реконструкции	
ПС	5
1.1 Анализ действующего электрооборудования	5
1.2 Актуальность и обоснование реконструкции	8
2 Разработка предложений по реконструкции.....	9
2.1 Определение нагрузок	9
2.2 Токи короткого замыкания	11
2.3 Выбор электрооборудования	16
2.4 Расчет освещения ЗРУ	30
2.5 Расчет заземления и молниезащиты	32
3 Релейная защита и автоматика.....	39
3.1 Защита трансформаторов	39
3.2 Защита фидеров.....	46
3.3 АВР питания потребителей.....	48
Заключение	51
Список используемых источников.....	52
Приложение А Однолинейная схема ПС.....	54

Введение

Понизительные электрические подстанции (ПС) переменного тока являются ключевыми объектами электроэнергетических систем. ПС обеспечивают преобразование величины напряжения передаваемой электроэнергии с высоких значений, оптимальных для передачи на дальние расстояния до значений напряжения, используемого для распределительной сети питания расположенных в данном регионе потребителей электроэнергии.

Актуальность темы: многие электрические ПС, в настоящее время, эксплуатируются с технически устаревшим и сильно изношенным электрооборудованием (ЭО). Это приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей и работы оборудования ПС в целом. Возрастают профессиональные риски для персонала ПС и ремонтных бригад. Следовательно, своевременная реконструкция ПС является важной и обязательной задачей, тема работы актуальна.

Объект исследования: ПС 110/6 кВ УГП-5, ООО «Газпром Добыча Уренгой УГПУ».

Предмет исследования: электрооборудование подстанции.

Цель работы: разработка предложений по реконструкции ПС с применением современного ЭО и технических решений.

Задачи работы:

- проанализировать действующее электрооборудование и актуальность реконструкции ПС;
- определить электрические нагрузки ПС;
- определить токи КЗ;
- выбрать основное ЭО;
- выбрать терминалы релейной защиты и автоматики (РЗА), рассчитать уставки защит.

1 Анализ действующего электрооборудования и актуальности реконструкции ПС

1.1 Анализ действующего электрооборудования

Электрическая понизительная подстанция УПП-5 класса напряжения 110/6 кВ обеспечивает питания ответственных потребителей производственной базы предприятия ООО «Газпром Добыча Уренгой УГПУ». В число электрических нагрузок подстанции УПП-5 входят:

- трансформаторная подстанция (ТП) 6/0,4 кВ ТП-1, обеспечивающая электроснабжение производственных цехов (установлены два силовых трансформатора ТСЗУ-1000-6/0,4);
- ТП-2 напряжением 6/0,4 кВ, обеспечивающая электроснабжение административных и вспомогательных зданий (установлены два трансформатора ТСЗУ-1000-6/0,4);
- водозаборные сооружения (установлены три трансформатора ТМ-160-6/0,4);
- закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 6 кВ дожимной компрессорной станции (ДКС).

Однолинейная схема подстанции приведена в Приложении А.

Потребители электроэнергии относятся к первой, второй и третьей категориям надежности электроснабжения (КНЭ), таким образом, в целом требования к надежности электроснабжения для ПС определяются как для первой КНЭ согласно ПУЭ [10, 20]. Для этого на шинах 6 кВ ПС предусмотрен автоматический ввод резерва (АВР).

«ЭО подстанции находится в эксплуатации с момента ввода ПС в работу (1995 год). Часть оборудования эксплуатируется с 2019 года: силовые трансформаторы, разъединители 110 кВ, трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП) 6 кВ, предохранители.

Технологически устарели:

- масляные выключатели;
- измерительные трансформаторы;
- вентильные разрядники;
- трансформаторы собственных нужд (ТСН);
- электромеханическая РЗА» [18].

«Необходимо 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» [15].

Оценка уровня износа ЭО.

«Остаточный ресурс (ОР) оборудования:

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

где T_n – паспортный ресурс, лет;

T_ϕ – фактический ресурс, лет.

Для выключателей 110 кВ:

$$OP = \frac{25 - (2022 - 1995)}{25} \cdot 100 = -12 \%,$$

ОР отсутствует» [16].

Оценка уровня износа ЭО – в таблице 1.

Таблица 1 – Уровень износа ЭО

Оборудование	Срок службы, лет		ОР, %	
	Тн	Тф		
ТМН-6300/110	25	4	84	
МКП-110		28	нет	
РНДЗ-110		4	84	
ТФМ-110		28		нет
НКФ-110				
РВС-110				
ПСН-110	30	4	87	
ТЛС-63/6	25	28	нет	
ВМПП- 10				
РВ-10				
ТПЛ-10				
ТЗЛМ-10				4
НТМИ-6	30	28	нет	
ПК-6		4	87	
РВО-6	25	28	нет	

Основная часть ЭО критически изношена, так как расчетный ОР имеет отрицательное значение. Данное ЭО будет заменяться на современные аналоги, имеющие также лучшие рабочие параметры и технические характеристики. Например, замена масляных выключателей на вакуумные снизит время коммутации и воздействие токов КЗ на оборудование, уменьшит эксплуатационные затраты на выключатели. Замена разрядников на ОПН повысит уровень защиты от перенапряжений.

«ЭО, эксплуатируемое с 2019 года новое и современное и не нуждается в замене» [18].

1.2 Актуальность и обоснование реконструкции

Подстанция УГП-5 110/6 кВ обеспечивает электроснабжение ответственных потребителей первой категории надежности электроснабжения, для которых недопустимы перерывы электроснабжения. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей и надежной работы ПС в целом, по мере износа и устаревания их оборудования, надлежит проводить их реконструкцию с заменой оборудования на современные аналоги [8]. Таким образом, проведение реконструкции подстанции УГП-5 является актуальным, реконструкция также обоснована:

- критическим уровнем износа ЭО, что повышает риски его выхода из строя, аварийных ситуаций на ПС, риски для персонала ПС. Установка нового ЭО обеспечит надежную работу электрической части ПС;

- технологическим устареванием ЭО. Устаревшее ЭО имеет недостаточные для современных требований технические характеристики, установка современного ЭО обеспечит лучшую энергоэффективность (для ТСН), меньшее время коммутации (для высоковольтных выключателей), более высокую точность измерений (для трансформаторов тока и напряжения), лучшую защиту от перенапряжений (для ОПН), надежную быстродействующую защиту оборудования и АВР питания потребителей (для РЗА).

Также действующие заземление и молниезащита сильно изношены и повреждены коррозией, подлежат замене.

Выводы по разделу 1. Приведена краткая характеристика подстанции и потребителей электроэнергии. По результатам анализа действующего ЭО и однолинейной схемы ПС выявлены критически значимые недостатки, согласно которым обоснована реконструкция.

2 Разработка предложений по реконструкции

2.1 Определение 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 приведены в таблице 2» [18].

Таблица 2 – Максимумы нагрузок

Т, ч	Нагрузки		
	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
0	2567,3	1010,2	2758,9
2	2909,7	1144,8	3126,8
4	2966,7	1167,3	3188,1
6	3594,3	1414,2	3862,5
8	4050,7	1593,8	4353,0
10	4507,1	1773,4	4843,4
12	4621,2	1818,3	4966,1
14	4678,3	1840,7	5027,4
16	4735,3	1863,2	5088,7
18	5362,9	2110,1	5763,1
20	5705,2	2244,8	6130,9
22	5648,1	2222,4	6069,6
24	5419,9	2132,6	5824,4

График нагрузок – на рисунке 1.

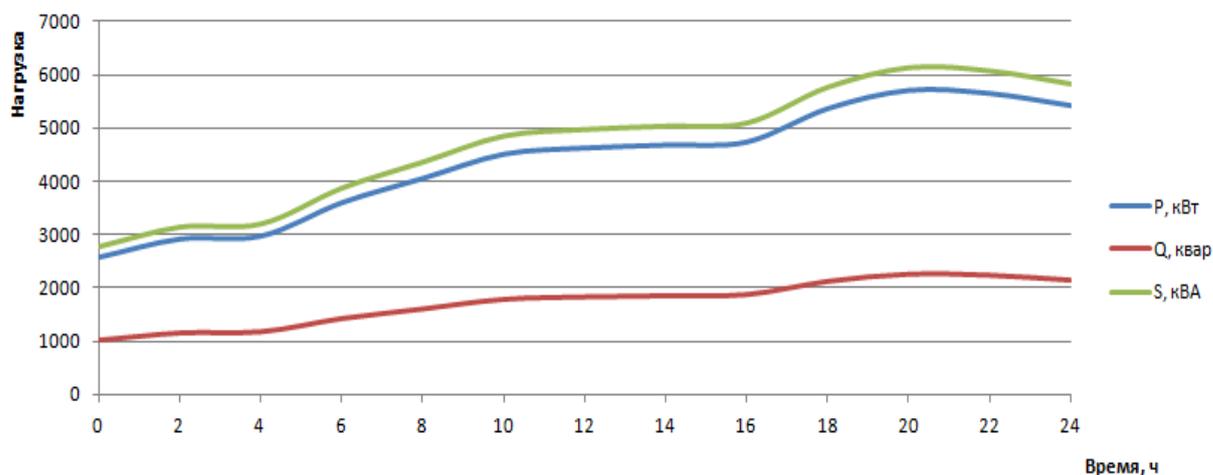


Рисунок 1 – Нагрузки РУ 6 кВ

Наибольшие нагрузки:

$$P_{\max} = 5705,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{\max} = 2244,8 \text{ квар};$$

$$S_{\max} = 6130,9 \text{ кВА}.$$

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

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

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

$$S_m \geq 0,7 \cdot 6130,9 = 4292 \text{ кВА};$$

$$S_m = 6300 \text{ кВА} \geq 4292 \text{ кВА}.$$

Установленные трансформаторы (две штуки по 6,3 МВА) обеспечивают достаточный резерв мощности и имеют малый износ. Замена трансформаторов не требуется.

Внешний вид силовых трансформаторов – на рисунке 2.



Рисунок 2 – Трансформатор ТМН-6300/110

С учетом марки силовых трансформаторов далее определяются токи КЗ.

2.2 Токи 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. Расчетная схема токов КЗ приведена на рисунке 3.

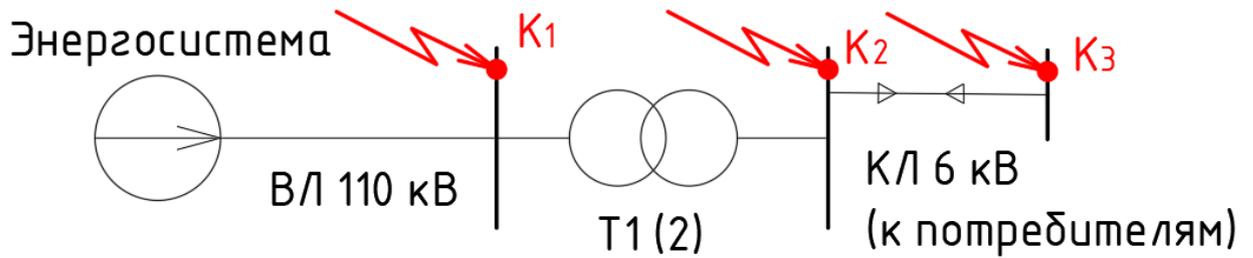


Рисунок 3 – Расчетная схема

Схема замещения приведена на рисунке 4» [12].

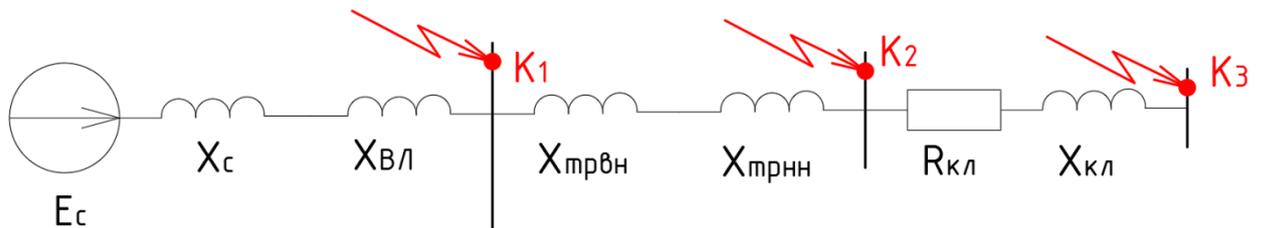


Рисунок 4 – Схема замещения

«Периодическая составляющая тока КЗ:

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

где E_c – напряжение КЗ, кВ;

$X_{\Sigma K}$ – сопротивление цепи, Ом.

Ударный коэффициент:

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

где T_a – постоянная затухания аperiodической составляющей, с.

Ударный ток КЗ:

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

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'' \quad (6)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \quad (7)$$

где τ – наименьшее время КЗ, с.

$$\tau = t_{3\min} + t_{CB} \quad (8)$$

где $t_{3\min}$ – время срабатывания РЗ, с;

t_{CB} – время отключения выключателя, с.

Полный ток КЗ:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'' \quad (9)$$

Сопротивление трансформаторов по стороне ВН:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}} \quad (10)$$

где U_k – напряжение КЗ, %;

U_H – напряжение ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА» [11].

$$X_{TPBH} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 6,3} = 220,417 \text{ Ом}$$

«Сопротивление трансформаторов ПС по стороне НН» [7]:

$$X_{TPHH} = X_{TPBH} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2 \quad (11)$$

$$X_{TPHH} = 220,417 \cdot (6,3 / 115)^2 = 0,662 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (12)$$

где x_o – удельное сопротивление, Ом/км;

L – длина ВЛ, км» [6].

$$X_{ЛЭП} = 0,444 \cdot 13,1 = 5,816 \text{ Ом}$$

«Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_{\phi}^2}{S_K}, \quad (13)$$

где S_K – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА» [18].

$$X_C = 115^2 / 5940 = 2,226 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (3-9):

$$I_{K1}'' = 115 / (\sqrt{3} \cdot (2,226 + 5,816)) = 8,26 \text{ кА}$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,82,$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 8,26 = 21,25 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(2)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot 8,26 = 7,15 \text{ кА}$$

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

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 8,26 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,06}} = 2,35 \text{ кА}$$

$$I_{n1} = 2,35 + 8,26 = 10,61 \text{ кА}$$

Результаты расчетов – в таблице 3.

Таблица 3 – Токи КЗ

Точка КЗ	I", кА	i _y , кА	I ⁽²⁾ , кА	I _n , кА
К1	8,26	21,25	7,15	10,61
К2	5,90	15,18	5,11	7,58

От РУ 6 кВ подстанции отходят КЛ (двухцепные):

- фидеры №1 и №8: к дожимной компрессорной станции;
- фидеры №2 и №5: к ТП-1;
- фидеры №3 и №6: к ТП-2;
- фидеры №4 и №7: к водозаборным сооружениям.

Токи КЗ в конце КЛ 6 кВ определяются аналогично, результаты в таблице 4.

Таблица 4 – Токи КЗ

№ фидера	I", кА	I ⁽²⁾ , кА
1,8	5,592	4,842

Продолжение таблицы 4

№ фидера	I'' , кА	$I^{(2)}$, кА
2,5	5,342	4,626
3,6	5,421	4,694
4,7	5,171	4,478

С учетом рассчитанных токов КЗ выбирается ЭО и уставки РЗА.

2.3 Выбор электрооборудования

«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, кА;

$I_{к}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_{у}, \text{ кА}$$

где $i_{пр.с}$ – предельный сквозной ток, кА.

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

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

$B_{к}$ – тепловой импульс, кА²·с.

$$B_{к} = I_{к}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (14)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, с \quad (15)$$

где $t_{р.з.}$ – время срабатывания РЗ, с;

$t_{откл.В}$ – время отключения выключателя, с» [3].

«Наибольший ток РУ 110 кВ:

$$I_{макс} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (16)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА» [17].

$$I_{макс} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,3 \text{ А}$$

Устанавливаются выключатели ВРС-110/2500, внешний вид – на рисунке 5.



Рисунок 5 – Выключатель ВРС-110/2500

Проверка выключателей – в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}$, кВ	110	110
$I_{\text{ном}}$, А	2500	46,3
$I_{\text{н.откл}}$, кА	31,5	8,26
$B_{\text{к}}$, кА ² ·с	2977	204,5
$i_{\text{дин}}$, кА	80	21,25

Максимальный ток РУНН:

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

Устанавливаются выключатели ВВ/TEL-10/1000(630), проверка – в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
$U_{\text{ном}}$, кВ	10	6
$I_{\text{ном}}$, А	1000 (630)	848,7 (249,2)
$I_{\text{н.откл}}$, кА	20	5,9
$B_{\text{к}}$, кА ² ·с	1200	100,4
$i_{\text{дин}}$, кА	20	15,2

Внешний вид выключателя – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Выключатель ВВ/TEL-10

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.анп.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{н.анп.} \geq I_{раб.мах.}$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k$$

$$i_{дин} \geq i_y.$$

Принимаются разъединители РВ-10/1000 (400), проверка в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, кВ$	10	6
$I_{ном}, А$	1000	848,7
$B_k, кА^2 \cdot с$	768	100,4

$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	40	15,2
-----------------------------	----	------

Внешний вид разъединителя – на рисунке 7.

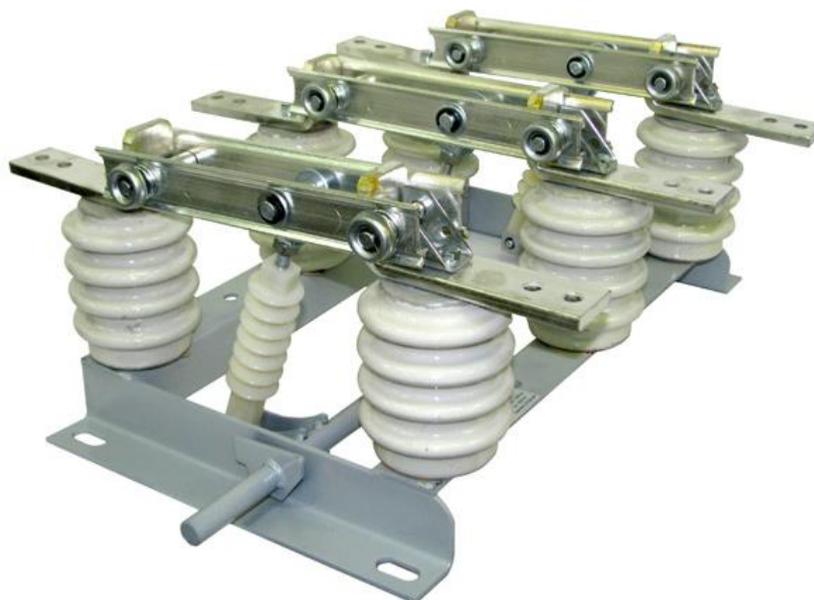


Рисунок 7 – Разъединитель РВ-10

Принимаются ОПНп-110, проверка в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка ОПН 110 кВ

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	110
$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	204,5
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	52	21,25

Внешний вид ОПНп-110 – на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид ОПНп-110

«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» [9], проверка в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка ОПН 6 кВ

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	6	6
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	100,4
$i_{дин}, \text{кА}$	80	15,2

Внешний вид ОПНп-6 – на рисунке 9.



Рисунок 9 – Внешний вид ОПНп-6

«Недостатки традиционных ферромагнитных измерительных трансформаторов показаны на рисунке 10.

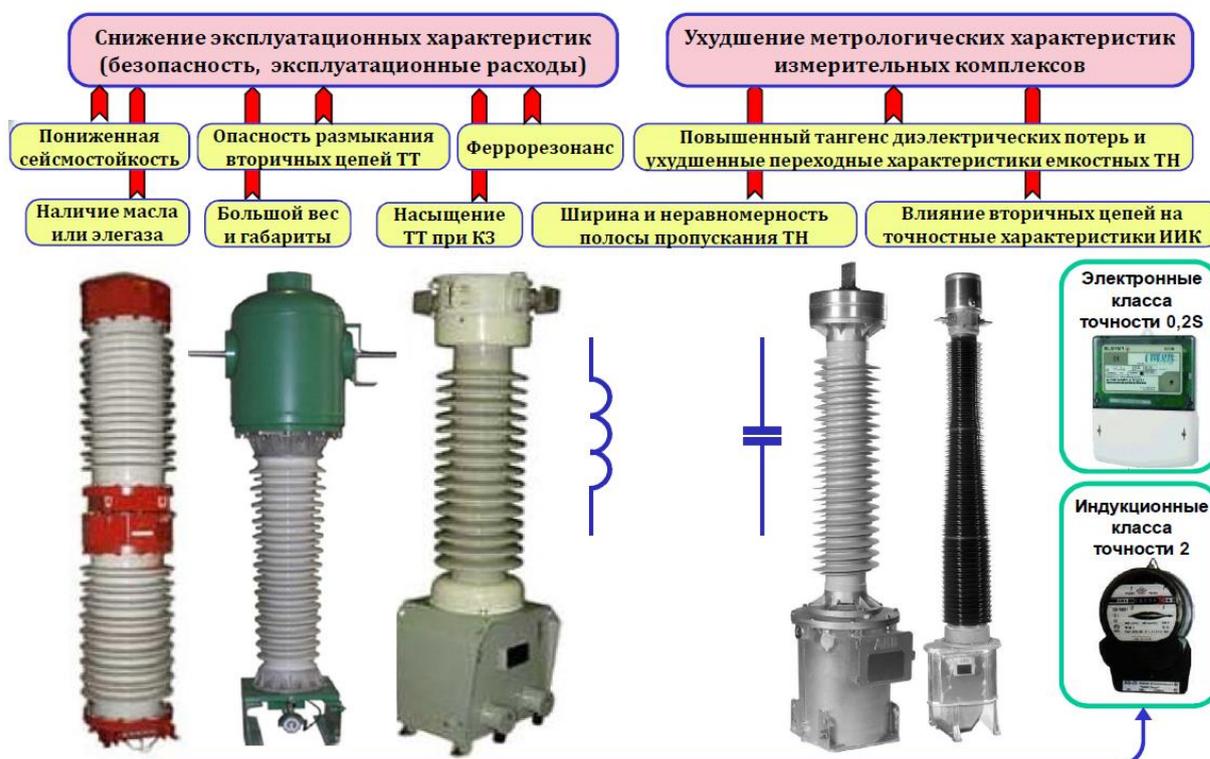


Рисунок 10 – Недостатки ферромагнитных ТТ и ТН

Применение оптических трансформаторов тока (ОТТ) и напряжения (ОТН) позволяет исключить данные недостатки.

Структурная схема ОТТ показана на рисунке 11.



Рисунок 11 – Структурная схема оптического ТТ

Конструкция ОТТ с гибким чувствительным элементом показана на рисунке 12.

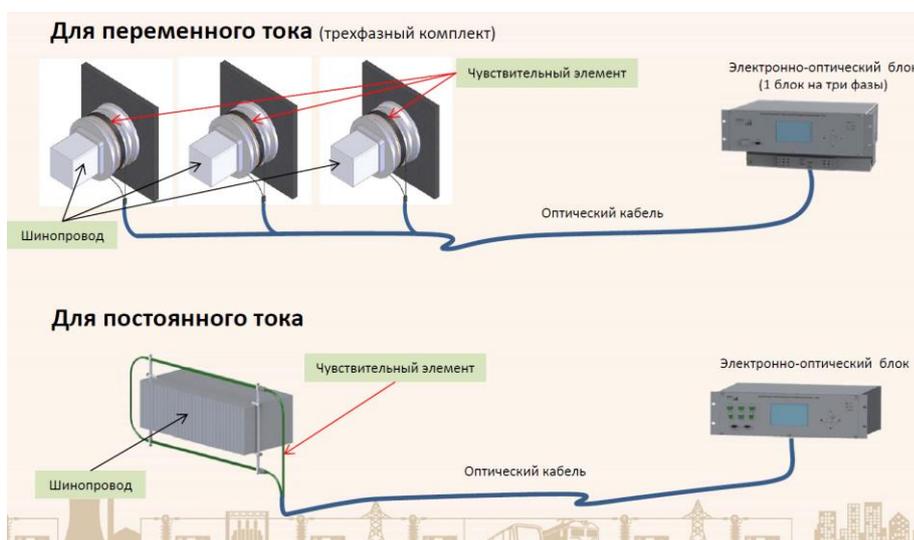


Рисунок 12 – Конструкция ОТТ с гибким чувствительным элементом» [19].

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.маж.}$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{тер} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa} \quad (17)$$

$$i_{дин} = \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_{y.} \quad (18)$$

где $\kappa_{тер}$, $\kappa_{эд}$ – кратности термической и динамической стойкости;

$I_{1н.}$ – первичный ток, кА» [16].

Принимаются ОТГ марки ТТЭО-110/50, проверка:

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

$$I_{1н.} = 50 \text{ А} \geq I_{раб.маж.} = 46,3 \text{ А.}$$

$$(265 \cdot 0,05)^2 \cdot 3 = 526,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 204,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,05 = 24,75 \text{ кА} > 21,25 \text{ кА}$$

«Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.} \quad (19)$$

где $Z_{приб.}$, $Z_{пров.}$, $Z_{конт.}$ – сопротивления приборов, проводов и контактов,

Ом.

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (20)$$

где $l_{пров.}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

$S_{пров.}$ – сечение проводов, мм².

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н.приб}}^2}, \quad (21)$$

где $S_{\text{приб.}}$, $I_{\text{н.приб}}$ – мощность, В·А, и номинальный ток прибора, А» [5].

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

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

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

Погрешность составит менее 10% [13].

Внешний вид ОТТ – на рисунке 13.



Рисунок 13 – Внешний вид ТТЭО-110

Принимаются ТТЭО-10/1000(200..300) на вводах РУ (на фидерах).

Проверка ТТ:

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

$$I_{1н.} = 1000 (200..300) \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 848,7 (62,9..249,2) \text{ А.}$$

$$(60 \cdot 1,0)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 5,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,0 = 106,05 \text{ кА} > 15,18 \text{ кА}$$

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

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

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

Погрешность составит менее 10% [13].

Внешний вид ОТТ – на рисунке 14.



Рисунок 14 – Внешний вид ТТЭО-10

Структурная схема ОТН показана на рисунке 15.



Рисунок 15 – Структурная схема оптического ТН

«Условия выбора ТН:

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$$

Принимаются ОТН марки ТНЭО-110 и ТНЭО-6, проверка:

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

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 75 \text{ ВА.}$$

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

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

Внешний вид ТНЭО-110 – на рисунке 16. Внешний вид ТНЭО-6 – на рисунке 17.



Рисунок 16 – Внешний вид ТНЭО-110



Рисунок 17 – Внешний вид ТНЭО-6» [19]

Нагрузка СН: 64,6 кВА [18]. Принимается два ТСН марки ТМГ12-63/6.
«Аварийный коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{64,6}{63} = 1,03 < 1,4$$

Перегрузка будет менее допустимой 40 %» [4].

Внешний вид ТМГ12 – на рисунке 18.



Рисунок 18 – Трансформатор ТМГ12

Максимальный ток на вводах ЗРУ:

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

Выбираются КРУ К-132/1000 (630) на вводе РУНН (фидерах).

Внешний вид КРУ – на рисунке 19.



Рисунок 19 – Внешний вид КРУ

2.4 Расчет освещения ЗРУ

«Нормативная освещенность сведена в таблицу 10.

Таблица 10 – Нормативная освещенность

Помещения	Енор, лк
Основной участок	200
Аккумуляторная	300

Условия электроопасности и окружающей среды сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Условия электробезопасности и окружающей среды

Помещения	Электроопасность	Среда
Основной участок	Особо опасное	Нормальная
Аккумуляторная		

Расчет освещения необходимо провести методом «коэффициента использования светового потока» [15].

Расчет для основного участка.

«Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (22)$$

где A, B, h – длина, ширина и высота помещения, м.

$$i = \frac{12,3 \cdot 5,3}{4 \cdot (12,3 + 5,3)} = 0,926$$

Требуемый световой поток:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{K_u}, \quad (23)$$

где E – нормируемая освещенность, лк;

K_3 – коэффициент запаса;

Z – коэффициент минимальной освещенности;

K_u – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi = \frac{200 \cdot 95,4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{0,71} = 30433,9 \text{ лм}$$

Количество светильников:

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_c}, \quad (24)$$

где Φ_c – световой поток одного светильника, лм» [15].

Применяем светильники NT-PROM-48 Ex.

$$N = \frac{30433,9}{5350} = 5,7 \approx 6 \text{ шт}$$

Для аккумуляторной, по (22-24):

$$i = \frac{1,01 \cdot 0,95}{4 \cdot (1,01 + 0,95)} = 0,122$$

$$\Phi = \frac{300 \cdot 0,96 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{0,367} = 7293,6 \text{ лм}$$

$$N = \frac{6293,6}{5350} = 1,15 \approx 2 \text{ шт}$$

«Для аварийного освещения применяем светильники АВАР RILUX 18 Вт» [13].

2.5 Расчет заземления и молниезащиты

«Для сети 110 кВ режим работы нейтрали сети – эффективно заземленная, максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом. Используем контурное заземляющее устройство (ЗУ). Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50x50 мм, для горизонтального

электрода (ГЭ) используем полосовую сталь 50x5 мм. Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (25)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности» [19].

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

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

«Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pe}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (26)$$

где l – длина ВЭ, м;

d – приведенный диаметр ВЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (27)$$

где b – ширина уголка, м» [19].

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

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

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

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{овэ} / R_n \quad (28)$$

где R_n – максимальное сопротивление заземления, Ом» [15].

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

«Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (29)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n' \quad (30)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр территории ОРУ, м» [19].

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

$$a = 160 / 44 = 3,64 \text{ м}$$

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

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{23} = \frac{\rho_{p2}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (31)$$

где l – длина ГЭ, м;

d – расчетный диаметр ГЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ГЭ, м.

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (32)$$

где b – ширина полосы, м» [19].

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

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

$$R_{23} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 168} \cdot \ln \left(\frac{168^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,211 \text{ Ом}$$

«Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{063} \cdot R_{23}}{R_{063} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2} \quad (33)$$

где η_6 – коэффициент использования ВЭ;

η_2 – коэффициент использования ГЭ» [19].

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

ЗУ будет соответствовать требованиям ПУЭ.

Расчет молниезащиты.

«Ожидаемое количество ударов молний в год:

$$N = (B + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (34)$$

где B – ширина территории ПС, м;

h – высота защищаемого объекта, м;

L – длина территории ПС, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности.

$$n = \frac{6,7 \cdot T_d}{100}, \quad (35)$$

где T_d – средняя продолжительность гроз, ч/год» [15].

$$n = \frac{6,7 \cdot 44,5}{100} = 2,982,$$

$$N = (35 + 6 \cdot 6,5) \cdot (45 + 6 \cdot 6,5) \cdot 2,982 \cdot 10^{-6} = 0,0185$$

«Требуемая надежность защиты:

$$P_3 = 1 - \frac{1/1000}{N}, \quad (36)$$

$$P_3 = 1 - \frac{1/1000}{0,0185} = 0,946,$$

Принимаем для дальнейших расчетов требуемую надежность защиты 0,99. Рассчитывается защита оборудования и территории ПС с помощью двойного тросового молниетвода (МО), высота опорных МО 22 м, расстояние между тросами 25 м.

Предельное расстояние между тросами для двойного МО:

$$L_{MAX} = 5 \cdot h, \quad (37)$$

где h – минимальное расстояние от поверхности до троса (с учетом провеса), м» [15].

$$L_{MAX} = 5 \cdot 19,5 = 97,5 \text{ м} > L_{mp} = 25 \text{ м},$$

«Предельное расстояние между тросами больше принятого расстояния между тросами, молниеотвод можно считать двойным.

Предельное расстояние для определения отсутствия провеса зоны защиты:

$$L_C = 2,5 \cdot h, \quad (38)$$

$$L_C = 2,5 \cdot 19,5 = 48,75 \text{ м} > 25 \text{ м},$$

Предельное расстояние для определения провеса зоны защиты больше принятого расстояния между тросами, граница зоны защиты не имеет провеса ($h_c=h_0$).

Высота конусов защиты:

$$h_0 = 0,8 \cdot h, \quad (39)$$

Радиус оснований конусов защиты:

$$r_0 = 0,95 \cdot h, \quad (40)$$

Радиус зоны защиты:

$$r_x = r_0 \cdot \frac{h_0 - h_x}{h_0}, \quad (41)$$

Высота закрепления троса на опорах» [15]:

$$h' = h + 2, \quad (42)$$

В данном случае, по (39-42):

$$h_0 = 0,8 \cdot 19,5 = 15,6 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,95 \cdot 19,5 = 18,53 \text{ м}$$

$$r_x = 18,53 \cdot \frac{15,6 - 6,5}{15,6} = 14,05 \text{ м},$$

$$h' = 19,5 + 2 = 21,5 \text{ м},$$

«Схема молниезащиты – на рисунке 20.

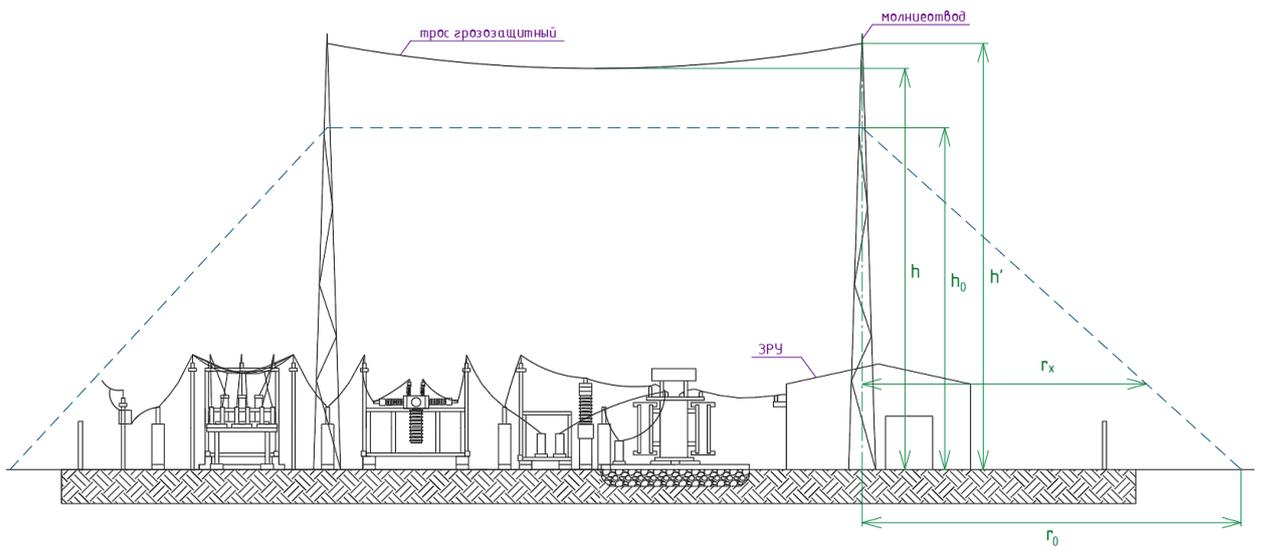


Рисунок 20 – Схема молниезащиты

Зона молниезащиты покрывает всю территорию ПС» [15].

Выводы по разделу 2. В соответствии с расчетными токами рабочих и аварийных режимов выбрано современное ЭО для замены. ЗУ и молниезащита будут заменяться на новые ввиду износа действующих. Освещение ЗРУ будет заменяться на светодиодное.

3 Релейная защита и автоматика

3.1 Защита трансформаторов

Трансформаторы ПС защищаются РЗ на основе терминалов Сириус-Т, внешний вид – на рисунке 21.



Рисунок 21 – Терминал Сириус-Т

«Дифференциальная защита.

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

Условие пригодности ТТ:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (43)$$

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

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

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 33,1 < 50 < 2,5 \cdot 33,1 = 82,7 \text{ А}$$

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

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (44)$$

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

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.т.}}, \quad (45)$$

$$X_{\sigma} = \frac{121^2}{6,3} = 2324 \text{ Ом}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_L = x_0 \cdot L, \quad (46)$$

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

$$X_L = 0,444 \cdot 13,1 = 5,816 \text{ Ом}$$

«Приводим сопротивление ВЛ к базисным условиям:

$$X_{*л} = 5,816 / 2324 = 0,0025 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (47)$$

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

$$X_* = 0,0025 + 1,1 \cdot 0,1172 = 0,1914 \text{ о.е.}$$

$$X = 0,1914 \cdot 2324 = 444,744 \text{ Ом}$$

«Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (48)$$

где A – смещение синусоиды потокосцепления» [1].

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 444,744} = 308,739 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (49)$$

$$K_{ТТ} = \frac{308,739}{\sqrt{2} \cdot 50} = 4,367 < 6,7$$

«Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (50)$$

где R_{κ} – сопротивление кабеля, Ом;

$R_{пер}$ – сопротивление контактов, Ом;

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

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (51)$$

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

S_{κ} – сечение жил, мм²» [1].

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

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

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом} : K_{10} = 24 \geq 20 \text{ [19].}$$

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

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (52)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (53)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 33,1 / 50 = 13,227 < 24$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (54)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 4,367 = 6,114 \text{ А}$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (55)$$

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

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,592 = 4,697 \text{ кА}$$

«Выбор типа торможения.

Самоадаптирующееся торможение обеспечивается, если амплитуда броска тока намагничивания не превышает 8-кратного первичного тока ВН трансформатора:

$$I_{амп} / I_{ном} \leq 8, \quad (56)$$

где $I_{амп}$ – амплитуда броска тока намагничивания, А;

$I_{ном}$ – первичный ток ВН, А.

$$308,739 / 33,1 = 9,337 > 8$$

Используется традиционное торможение» [1].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{СЗ} > 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (57)$$

где ε – погрешность ТТ;

$K_{пер}$ – коэффициент переходного режима;

$\Delta U_{рег}$ – диапазон РПН.

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

Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (58)$$

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

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (59)$$

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

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{omc} \cdot I_{НОМ.Т} \cdot K_{бр}, \quad (60)$$

где K_{omc} – коэффициент отстройки;

$K_{бр}$ – коэффициент броска тока намагничивания» [1].

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 33,1 \cdot 5 = 181,871 \text{ А}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{181,871^4} = 18,71$$

«Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики по рекомендации производителя принимается равной 60-70%.

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{CЗ} \geq \frac{K_H \cdot K_{CЗ}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (61)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата;

K_{C3} – коэффициент самозапуска нагрузки.

Кратность тока самозапуска:

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}^3}, \quad (62)$$

В данном случае:

$$K_{I.C3} = \frac{33,1}{5592} = 0,0059$$

По кривой зависимости находим $K_{C3} = 1,16$ » [1].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,16}{0,935} \cdot 33,1 = 45,13 \text{ А}$$

«Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (63)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата» [1].

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 33,1 = 38,903 \text{ А}$$

Далее рассмотрим защиту фидеров.

3.2 Защита фидеров

«КЛ 6 кВ защищаются РЗ на основе терминалов Сириус-2Л-02, внешний вид – на рисунке 22.



Рисунок 22 – Терминал Сириус-2Л-02

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (64)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.макс} , \quad (65)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (66)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [1]:

$$k_{\chi} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (67)$$

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

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (68)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L , \quad (69)$$

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

L – длина КЛ, км» [1].

Для фидеров №1 и №8, по (64-69):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,125 = 0,62 \text{ кА}$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 249 = 345,67 \text{ А}$$

$$I_{CP} = 345,67 \cdot \frac{1}{300/5} = 5,76 \text{ А}$$

$$k_u = \frac{4842}{345,67} = 14 \geq 1,5$$

$$I_C = 1,16 \cdot 1,29 = 1,5 \text{ А}$$

$$I_{C3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,5 = 4,49 \text{ А}$$

Расчет РЗ фидеров – в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет РЗ

Фидеры, №	ТО, кА	МТЗ, А	Кч	ЗНЗ, А
1,8	0,62	345,67	14	4,49
2,5	0,53	293,2	15,8	5,34
3,6	0,62	345,95	13,6	4,11
4,7	0,16	87,32	51,3	5,05

3.3 АВР питания потребителей

Уставка АВР:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (70)$$

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 6,3 = 2,52 \text{ кВ}$$

«Первая уставка по времени:

$$t_{ABP1} = t_{C3.макс} + \Delta t, \quad (71)$$

где $t_{C3.макс}$ – максимальное время АВР, 9 с;

Δt – выдержка для селективности, с» [14].

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

Вторая уставка АВР:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (72)$$

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 6,3 = 4,41 \text{ кВ}$$

«Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (73)$$

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

$t_{зан}$ – запас времени, 0,4 с» [14].

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

Схема АВР – на рисунке 23.

Зона	Поз. обозн.	Обозначение	Кол.	Примечание
		Высоковольтные выключатели		
	Q1..Q3	ВВ/TEL-10/1000	3	
		Трансформаторы тока		
	TA1..TA3	ТПЛ-10-М-1000/5	9	
		Разъединитель		
	QS1	РВ-10/400	1	

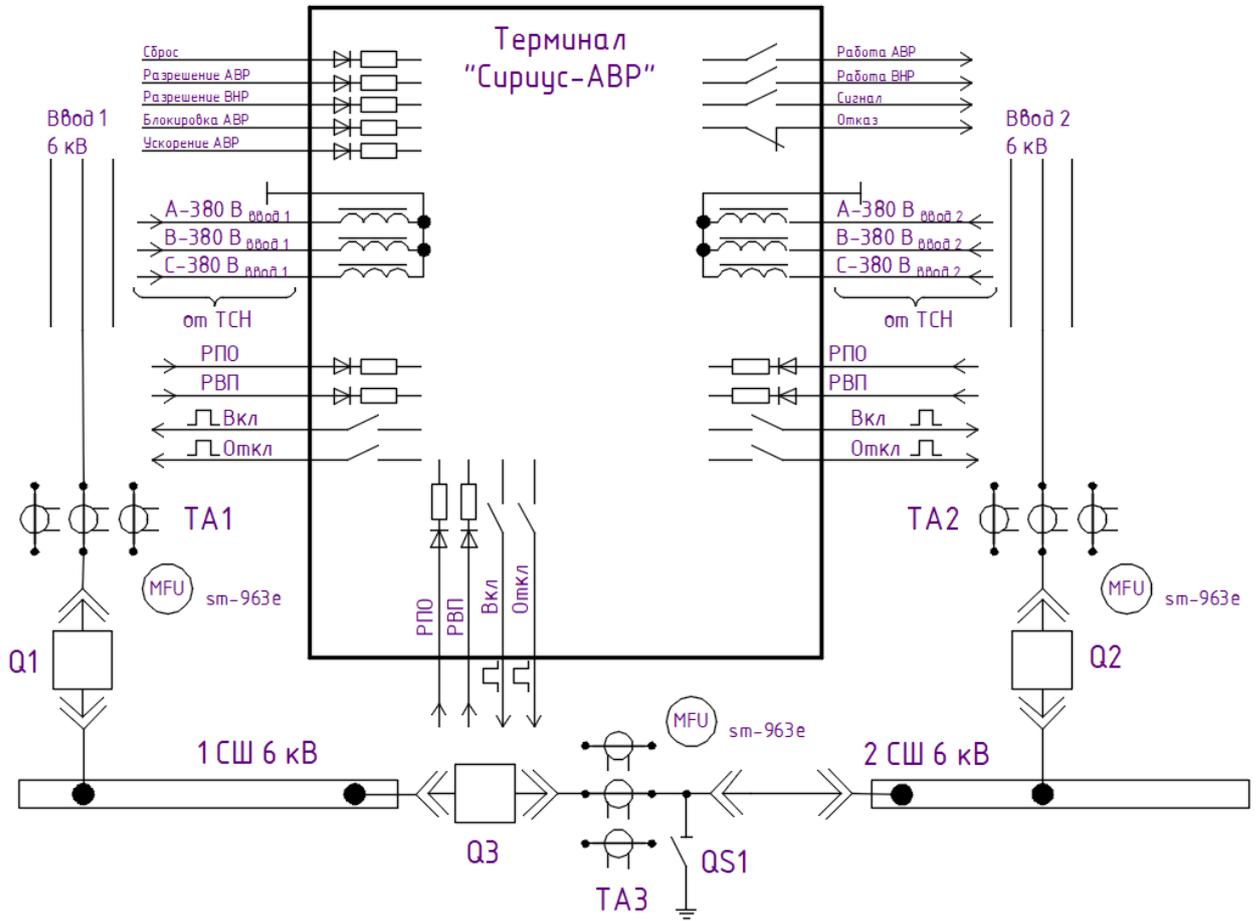


Рисунок 23 – Схема АВР

Выводы по разделу 3. Электромеханическая РЗА будет заменяться на современную микропроцессорную. Выбраны терминалы РЗА, определены уставки защит.

Заключение

Многие электрические ПС, в настоящее время, эксплуатируются с технически устаревшим и сильно изношенным электрооборудованием. Это приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей и работы оборудования ПС в целом. Возрастают профессиональные риски для персонала ПС и ремонтных бригад. Следовательно, своевременная реконструкция ПС является важной и обязательной задачей, тема работы актуальна. Подстанция 110/6 кВ УГП-5 ООО «Газпром Добыча Уренгой УГПУ» в настоящее время эксплуатируется с сильно изношенным и технологически устаревшим электрооборудованием, таким образом, в ближайшее время надлежит провести ее реконструкцию.

В ВКР разработаны предложения по реконструкции подстанции УГП-5 ООО «Газпром Добыча Уренгой УГПУ» с установкой нового современного ЭО. Решены задачи:

- действующая электрическая часть и ее оборудование проанализированы, выявлены критически значимые недостатки;
- обосновано проведение реконструкции;
- согласно актуальным нагрузкам потребителей, токам рабочих и послеаварийных режимов, выбрано новое современное ЭО;
- рассчитаны токи КЗ, выбранное ЭО проверено по режимам КЗ;
- разработаны предложения по замене электромеханической РЗА на микропроцессорную, выбраны терминалы РЗА, определены требуемые уставки защит.

Проведение реконструкции подстанции УГП-5 ООО «Газпром Добыча Уренгой УГПУ» обеспечит ее надежную работы и безопасную эксплуатацию, надежное электроснабжение потребителей. Предложенные мероприятия по реконструкции подстанции могут быть рекомендованы к реализации.

Список используемых источников

1. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. М.: ЁЁ Медиа, 2020. 797 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, 2019. 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, 2020. 336 с.
8. Можяева С.В. Экономика энергетического производства. СПб.: Лань, 2022. 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, 2023. 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, 2020. – 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. Фролов Ю.М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2019. 480 с.
17. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. М.: Энергия, 2020. 216 с.
18. Эксплуатационно-техническая документация: ПС 110/6 кВ УГП-5, ООО «Газпром Добыча Уренгой УГПУ». 2023. – 105 с.
19. Школа электрика. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 17.02.2023).
20. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. – <https://docs.cntd.ru/> (дата обращения: 18.02.2023).

