

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 ОРУ-500 кВ на Жигулёвской ГЭС

Обучающийся

А.П. Киселев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И.В. Горохов

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

Тольятти 2022

Аннотация

Выпускная квалифицированная работа 44 с., 17 рис., 5 табл., 20 источников.

Ключевые слова: распределительное устройство, электростанция, реконструкция, электрооборудование, нагрузка, ток, короткое замыкания, заземление, релейная защита.

Актуальность темы вызвана критическим износом и устареванием основной части электрооборудования ОРУ 500 кВ на Жигулёвской ГЭС.

Объект исследования: Жигулёвская ГЭС.

Предмет исследования: электрооборудование (ЭО) ОРУ 500 кВ.

Цель работы: проектирование реконструкции ОРУ 500 кВ с учетом нового современного электрооборудования и технических решений.

Приведено краткое описание объекта, по результатам анализа действующего электрооборудования обоснована реконструкция. Необходимо повысить надежность эксплуатации и безопасность обслуживания ОРУ согласно современным требованиям. Проанализированы актуальные электрические нагрузки и максимальные рабочие токи ОРУ. Рассчитаны токи КЗ, по результатам рабочих и аварийных режимов выбрано современное ЭО, которое проверено по допустимым параметрам по местам установки. Рассчитан новый контур заземления, эквивалентное сопротивление которого менее предельно допустимых 0,5 Ом, что соответствует ПУЭ. Рассчитана РЗА на основе современных терминалов серии Сириус, замена электромеханической РЗА на микропроцессорную значительно повысит надежность защиты, обеспечит ее эффективный мониторинг.

Предлагаемые мероприятия по реконструкции ОРУ 500 кВ обеспечат его надежную и безопасную работу согласно актуальным требованиям.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткое описание объекта, необходимость реконструкции.....	5
1.1 Общая характеристика Жигулёвской ГЭС и ОРУ 500 кВ.....	5
1.2 Анализ действующего электрооборудования ОРУ.....	6
1.3 Необходимость проведения реконструкции ОРУ.....	8
2 Реконструкция ОРУ 500 кВ.....	9
2.1 Актуальные электрические нагрузки.....	9
2.2 Расчет токов КЗ.....	10
2.3 Выбор нового электрооборудования.....	14
2.4 Расчет контура заземления.....	30
3 Релейная защита и автоматика.....	34
3.1 Защита силовых трансформаторов.....	34
3.2 Защита линий питания собственных нужд ОРУ.....	37
3.3 Автоматический ввод резерва питания собственных нужд ОРУ.....	40
Заключение.....	42
Список используемых источников.....	43

Введение

Электрические станции обеспечивают генерацию электроэнергии и занимают важное место в современных энергосистемах. Открытые распределительные устройства предназначены для связи с энергосистемой, коммутации питающих линий и линий генераторных блоков и обеспечивают передачу электроэнергии в общую электрическую сеть. При длительной эксплуатации ОРУ их электрооборудование (ЭО) изнашивается и технологически устаревает, в связи с чем снижается общая надежность его эксплуатации и повышаются риски дальнейшей эксплуатации, кроме того, выход из строя ЭО чреват недоотпуском значительного количества электроэнергии потребителям, что несет существенные экономические убытки. Следовательно, вопросы своевременной реконструкции ОРУ современных электростанций являются важными и значимыми.

Актуальность темы вызвана критическим износом и устареванием основной части ЭО ОРУ 500 кВ на Жигулёвской ГЭС.

Объект исследования: Жигулёвская ГЭС.

Предмет исследования: электрооборудование ОРУ 500 кВ.

Цель работы: проектирование реконструкции ОРУ 500 кВ с учетом нового современного ЭО и технических решений.

Задачи работы:

- привести краткое описание объекта, по результатам анализа действующего ЭО обосновать реконструкцию;
- проанализировать актуальные электрические нагрузки ОРУ;
- рассчитать токи КЗ;
- выбрать современное ЭО;
- рассчитать новый контур заземления;
- рассчитать релейную защиту и автоматику (РЗА) на основе современных терминалов.

1 Краткое описание объекта, необходимость реконструкции

1.1 Общая характеристика Жигулёвской ГЭС и ОРУ 500 кВ

«Жигулевская ГЭС находится в г. Жигулевске Самарской области.

Климатические характеристики района:

- расчетная зимняя температура -30°C ;
- скоростной напор ветра - III район;
- вес снегового покрова - IV район;
- по толщине стенки гололеда - IV район;
- количество осадков в год - 505 мм.

На ГЭС установлены 20 гидроагрегатов мощностью по 115 МВт. Общая электрическая мощность ГЭС составляет 2300 МВт.

Выдача электрической мощности производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) 110, 220 и 500 кВ.

Открытое распределительное устройство напряжением 500 кВ (ОРУ 500 кВ) расположено на удалении 770 м от здания ГЭС со стороны правого берега верхнего бьефа. Территориально ОРУ 500 кВ разнесено на две карты (Северная и Южная) общей площадью 136000м^2 , разделенные земляным валом. На территории ОРУ 500 кВ расположены: здание пункта управления ОРУ (ППУ ОРУ-500 кВ), здание башни ревизии шунтирующих реакторов сети 500 кВ (реакторы в настоящее время демонтированы), пункт управления централизованным комплексом противоаварийной автоматики сети 500 кВ ОЭС Средней Волги (ОРУ-500), компрессорное хозяйство. Кабельные коммуникации, связывающие ОРУ 500 кВ со зданием ГЭС, проложены в полнопроходном кабельном тоннеле» [16].

Далее проводится анализ электрооборудования (ЭО) существующей электрической части ОРУ 500 кВ с целью выявления необходимых мероприятий по его реконструкции.

1.2 Анализ действующего электрооборудования ОРУ

Действующая однолинейная схема ОРУ – на листе 1 графической части.

«Схема ОРУ 500 кВ – две рабочие секционированные системы шин с двумя выключателями на присоединение (всего 24 выключателя). Общее число присоединений – 11: 4 линии, 7 блоков, 2 секционных выключателя. К I секции подключены: линии Куйбышев-Заинск, ВЛ-КЮ и турбогенераторные блоки 2ТГ, 3ТГ, 4ТГ, ко II секции подключены: линии Азот-Бугульма, ВЛ-КС и блоки 5ТГ, 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ.

На ОРУ 500 кВ установлено следующее электротехническое оборудование:

- масляные выключатели МКП-500, $U_n=500$ кВ, $I_n=2000$ А;
- трехфазные комплекты разъединителей с двумя заземлителями РОНЗ-500, $U_n=500$ кВ, $I_n=2000$ А;
- трехфазные комплекты разъединителей с одним заземлителем РОНЗ-500, $U_n=500$ кВ, $I_n=2000$ А;
- масляные трансформаторы тока ТФНКД-500, $U_n=500$ кВ, $I_n=2000$ А;
- масляные трансформаторы напряжения НКФ-500, $U_n=500$ кВ;
- разрядники вентильные РВМГ-500, $U_n=500$ кВ;
- шинные опоры ШО-500;
- конденсаторы связи СМР-133/ $\sqrt{3}$ -0,0186 мкф;
- высокочастотные заградители ВЗ - 2000/500;
- трансформаторы собственных нужд (ТСН) 10/0,4 кВ, расположены в здании щитового блока (ЗЩБ) ОРУ 500 кВ;
- комплектные распределительные устройства (КРУ) 10 кВ собственных нужд (СН), расположены в ЗЩБ;
- оборудование релейной защиты и автоматики (РЗА) силовых трансформаторов, линий питания СН ОРУ и автоматического ввода резерва (АВР) питания СН ОРУ (расположено в ЗЩБ).

Ошиновка ОРУ 500 кВ выполнена двумя медными полыми проводами МП-300 в фазе. Отходящие линии на Москву от выходных линейных порталов выполнены тремя проводами АСО-480 в фазе, вводы с блоков ГЭС исполнены двумя проводами СБ-509 в фазе. По предварительной оценке, на перспективу до 2030 года значительного увеличения токов короткого замыкания не произойдет. В основном действующее электрооборудование (ЭО) находится в эксплуатации с момента проведения плановой реконструкции ОРУ в 1979 году. Часть ЭО эксплуатируется с 2020 года: конденсаторы связи и высокочастотные заградители.

Технологически устарели:

- масляные выключатели;
- вентильные разрядники;
- ферромагнитные измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН);
- ТСН;
- КРУ 10 кВ собственных нужд ОРУ» [16].

«Требуется обеспечить надлежащий уровень защиты от перенапряжений и безопасности проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования ОРУ. Для этого на каждой шине необходимо установить дополнительные ОПН и разъединители с заземлением. Также установка дополнительных ОПН улучшит условия коммутации при отключении нагрузки выключателями ввиду ограничения токов самоиндукции. Замена ТСН на новые, энергоэффективной марки, герметичные, необслуживаемые, позволит сократить потери электроэнергии в ТСН и технико-эксплуатационные расходы» [14].

«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_ϕ – фактический ресурс, лет» [18].

Для основной части ЭО:

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

Действующее ЭО (кроме конденсаторов связи и высокочастотных заградителей) выработало свой ресурс и подлежит замене на новое и современное.

1.3 Необходимость проведения реконструкции ОРУ

Реконструкцию ОРУ 500 кВ требуется проводить ввиду:

- критического уровня износа основной части эксплуатируемого в настоящее время ЭО, в том числе оборудования РЗА силовых трансформаторов, линий питания собственных нужд ОРУ и АВР питания СН ОРУ;

- технологического устаревания ЭО (включая оборудование РЗА), характеристики которого не обеспечивают актуальные требования при эксплуатации;

- контур заземления ОРУ имеет выраженные коррозионные повреждения, его сопротивление составляет 0,513 Ом, что больше предельно допустимых 0,5 Ом для сети с эффективно заземленной нейтралью [10];

- необходимо повысить надежность эксплуатации и безопасность обслуживания ОРУ согласно современным требованиям.

Выводы. Приведено краткое описание объекта, рассмотрено действующее ЭО и его уровень износа. Обоснована необходимость реконструкции ОРУ.

2 Реконструкция ОРУ 500 кВ

2.1 Актуальные электрические нагрузки

«Анализ электрических нагрузок необходим для выбора допустимым параметрам электрооборудования ОРУ, 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 (наибольшие передаваемые по фидерам полные мощности и протекающие максимальные рабочие токи) ОРУ приведены в таблице 1» [16].

Таблица 1 – Максимумы нагрузок электрической части ОРУ

Фидер	Смакс, кВА	Имакс, А
ТГ №2	87,159	97,714
ТГ №3	92,115	103,270
ТГ №4	91,412	102,482
ТГ №5	97,645	109,470
ТГ №6	94,716	106,186
ТГ №7	102,621	115,049
ТГ №8	96,413	108,089
Азот-Бугульма	212,123	237,811
Москва (ВЛ-КС)	179,272	200,982
Москва (ВЛ-КЮ)	142,612	159,883
Кбш.-Зайнск	128,074	143,584
Секц. выключатель	391,395	438,793

Максимальные нагрузки и наибольшие токи электрической части ОРУ составят:

- 102,621 кВА и 115,049 А для фидеров турбогенераторных блоков;
- 212,123 кВА и 237,811 А для фидеров отходящих ВЛ;
- 391,395 кВА и 438,793 А для секционной переемычки и шин ОРУ.

Эксплуатация ЭО производится на среднем напряжении 515 кВ (стандартном для класса 500 кВ согласно ПУЭ).

2.2 Расчет 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 1.

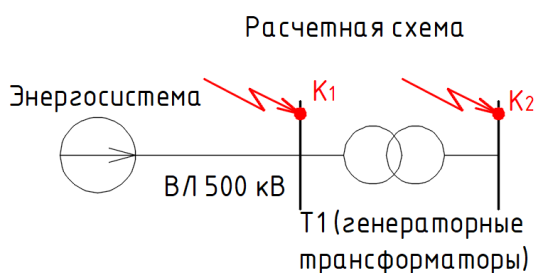


Рисунок 1 – Расчетная схема токов КЗ

Схема замещения приведена на рисунке 2» [11].

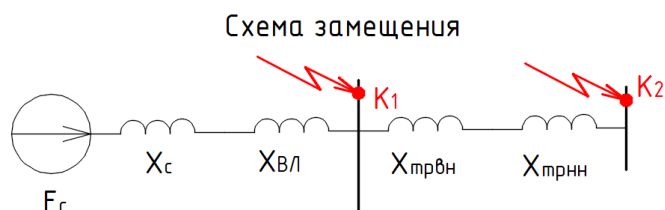


Рисунок 2 – Схема замещения

«Периодическая составляющая тока КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (2)$$

где E_c – напряжение короткого замыкания, кВ;

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

Ударный коэффициент тока КЗ:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (3)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (для сети 500 кВ $T_a = 0,04$ с; для генераторной сети 13,8 кВ $T_a = 0,07$ с).

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (4)$$

Действующее значение ударного тока КЗ:

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (5)$$

Ток двухфазного КЗ:

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

Ток однофазного КЗ:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K' \quad (7)$$

Наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \quad (8)$$

где τ – наименьшее время КЗ, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{CB} \quad (9)$$

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

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

Полный ток КЗ:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'' \quad (10)$$

Сопротивление силовых трансформаторов по стороне ВН вычисляется по формуле:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}} \quad (11)$$

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

U_H – напряжение обмотки ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА» [5].

$$X_{TPBH} = \frac{7,5 \cdot 515^2}{100 \cdot 13,8} = 147,347 \text{ Ом}$$

«Сопротивление силовых трансформаторов по стороне НН вычисляется по формуле» [4]:

$$X_{TPHH} = X_{TPBH} \cdot (U_{\text{ном.НН}} / U_{\text{ном.ВН}})^2 \quad (12)$$

$$X_{TPHH} = 147,347 \cdot (13,8 / 515)^2 = 0,106 \text{ Ом}$$

«Сопротивление питающей энергосистемы вычисляется по формуле:

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

где S_K – мощность КЗ на шинах ОРУ, 8352 МВА» [16].

$$X_C = 515^2 / 8352 = 31,756 \text{ Ом}$$

Пример расчета (точка К1), по (2-10):

$$I_{K1}'' = 515 / (\sqrt{3} \cdot 31,756) = 9,363 \text{ кА}$$

$$K_{v1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} = 1,72,$$

$$i_{v1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 9,628 = 22,773 \text{ кА}$$

$$I_{v1} = 9,363 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,72 - 1)^2} = 14,335 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(2)} = (\sqrt{3} / 2) \cdot 9,363 = 8,109 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot 9,363 = 5,15 \text{ кА}$$

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

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 9,363 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,04}} = 2,669 \text{ кА}$$

$$I_{n1} = 2,669 + 9,363 = 12,032 \text{ кА}$$

В точке К2 (для генераторной сети) токи КЗ определяются для расчета уставок микропроцессорной РЗА, результаты расчетов – в таблице 2.

Таблица 2 – Токи КЗ

Точка	I'' , кА	i_y , кА	I_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	I_n , кА
К1	9,363	22,773	14,335	8,109	5,150	12,032
К2	6,688	16,266	10,240	5,792	3,678	8,594

С учетом данных расчетов выбирается новое современное ЭО ОРУ.

2.3 Выбор нового электрооборудования

«Условия выбора выключателей:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ};$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ}.$$

$$I_{ном.откл} \geq I_k, \text{ кА}$$

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

I_k – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{нр.с} \geq i_y, \text{ кА}$$

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

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

где I_m – предельный ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока термической стойкости, с;

B_κ – тепловой импульс тока КЗ, вычисляемый по формуле:

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

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

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

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

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

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ; $T_a = 0,05 \text{ с.}$ » [12].

«Максимальный рабочий ток фидеров турбогенераторов, с учетом перегрузочной способности силового трансформатора:

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

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

$$I_{\text{макс}} = \frac{135000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 515} = 211,89 \text{ А}$$

Для секционной перемычки и шин ОРУ максимальный рабочий ток составляет 438,793 А (согласно таблице 1).

Принимаются выключатели ВГТ-500/4000, проверка в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	500	500
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	4000	438,793
$I_{\text{н.откл.}}, \text{кА}$	40	9,363
$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	263
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	100	22,773

Внешний вид выключателя – на рисунке 3.



Рисунок 3 – Внешний вид ВГТ-500 (один полюс)

«Элегазовые высоковольтные выключатели ВГТ-500, чьи дугогасительные устройства работают в среде электротехнического газа SF₆, сочетают в себе преимущества различных типов выключателей:

- возможно использование элегазовых выключателей на любое из напряжений, применяемых в отечественной энергетике;
- небольшие масса и габаритные размеры конструкции элегазовых выключателей в сочетании с бесшумной работой привода;
- дуга гасится в замкнутом газовом объеме без доступа в атмосферу;
- безвредная для человека, экологически чистая, инертная газовая среда элегазового выключателя;
- увеличенная коммутационная способность элегазового выключателя;
- высокая надежность элегазового выключателя, межремонтный период увеличен до 15 лет;
- пожаробезопасность оборудования.

К недостаткам элегазовых выключателей следует отнести:

- высокую стоимость оборудования и текущие затраты на эксплуатацию, так как требования к качеству элегаза очень высоки;
- температура окружающей среды влияет на агрегатное состояние элегаза, что требует применения систем подогрева выключателя при пониженных температурах (при -40°С элегаз становится жидкостью);
- коммутационный ресурс элегазового выключателя ниже, чем у аналогичного вакуумного выключателя;
- необходимы высококачественные уплотнения резервуаров и магистралей, так как элегаз очень текуч» [7].

Замена масляных выключателей на элегазовые значительно повысит надежность электроснабжения потребителей электроэнергии, повысит безопасность эксплуатации ОРУ, снизит технико-эксплуатационные расходы на ремонт и обслуживание.

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{н.ант.} \geq I_{раб.маж.}$$

$$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер.} \geq BК$$

$$i_{дин} \geq i_{у.}$$

Принимаются разъединители РПГ-500/3150, проверка в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, кВ$	500	500
$I_{ном}, А$	3150	438,793
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	11907	263
$i_{дин}, кА$	160	22,773

Внешний вид разъединителя – на рисунке 4.

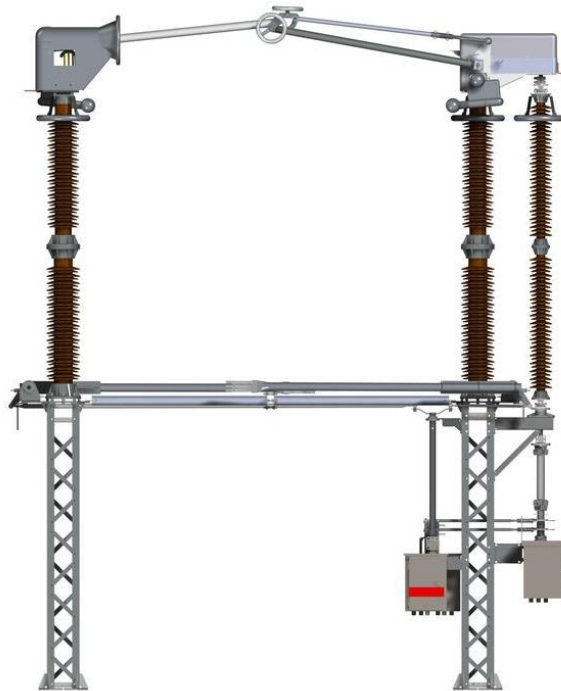


Рисунок 4 – Внешний вид РПГ-500

Принимаются ОПНп-500, проверка в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}$, кВ	500	500
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	9000	263
$i_{\text{дин}}$, кА	81	22,773

Внешний вид ОПН – на рисунке 5.

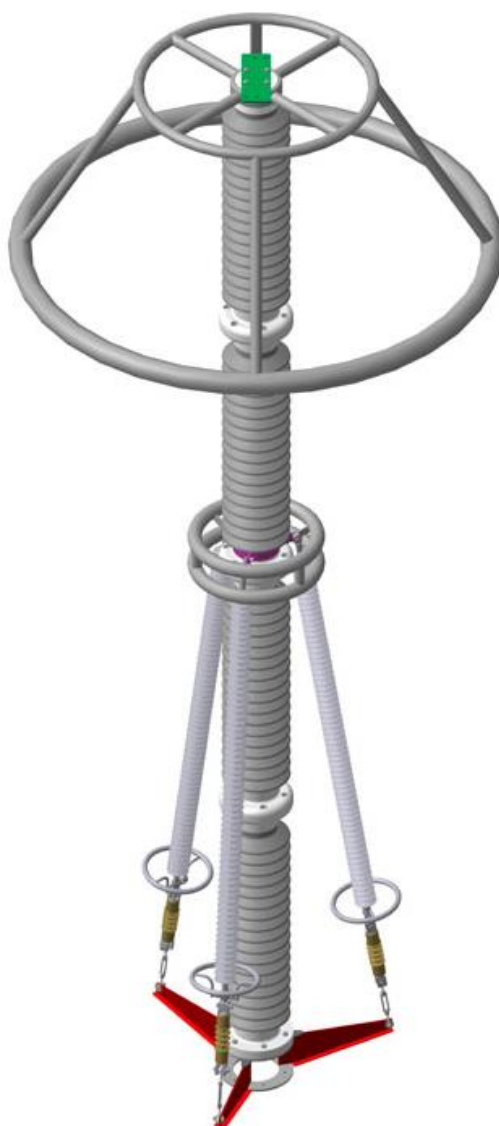


Рисунок 5 – Внешний вид ОПН

«Принцип действия ОПН на металлооксидных сопротивлениях основан на использовании нелинейной вольтамперной характеристики оксида цинка. При приложении к ОПН номинального напряжения ток через него носит емкостной характер и очень мал, при возникновении перенапряжений ток через него лавинообразно растет и может достичь нескольких тысяч ампер. После прохождения импульса тока, обусловленным ростом напряжения на ОПН, его изоляция восстанавливается, и ток через него вновь возвращается до номинальных десятков микроампер. Графики изменения тока и напряжения на ОПН при повышении воздействующего напряжения показаны на рисунке 6.

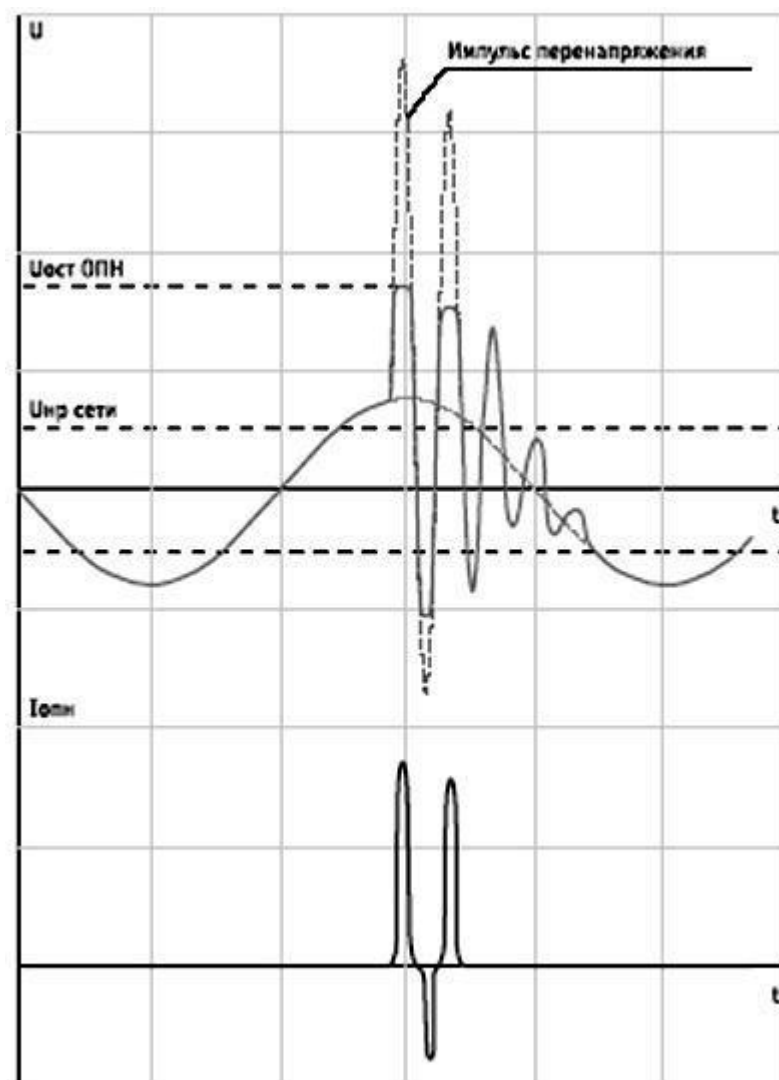


Рисунок 6 – Графики изменения тока и напряжения на ОПН

Вентильные разрядники, как правило, применявшиеся ранее для защиты от перенапряжений в районных и распределительных сетях заменяют ОПН. Не имея искровых промежутков, ОПН более эффективно защищают электрооборудование от всех видов перенапряжений, которые могут возникнуть в электрических сетях.

Преимущества ОПН:

- простота конструкции и высокая надежность;
- по сравнению с разрядниками, более глубокое ограничение перенапряжения;
- стойкость к внешнему загрязнению изоляционного корпуса;
- способность ограничивать внутренние перенапряжения;
- большая взрывобезопасность у ограничителей перенапряжения с полимерным корпусом;
- меньшие габариты и масса, чем у разрядников» [18].

Устаревшие и изношенные ферромагнитные ТТ и ТН предлагается заменить на новые современные электронно-оптические (ОТТ и ОТН) производства АО «ПРОФОТЕК».

«Согласно Постановлению Правительства РФ от 19.06.2020 № 890 (О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии), необходимо обеспечивать точный цифровой учет и мониторинг электропотребления, что затруднительно, и иногда и невозможно при использовании классических ферромагнитных измерительных трансформаторов. Кроме того, современные терминалы релейной защиты и автоматики требуют высокой точности показаний от измерительных трансформаторов для обеспечения надлежащей селективности и точности работы, при этом отдельной проблемой является насыщение магнитопроводов трансформаторов тока (ТТ) при перегрузках и коротких замыканиях в первичной цепи. Применение оптических трансформаторов тока (ОТТ) и напряжения (ОТН) позволяет решить наиболее актуальные при использовании классических измерительных

трансформаторов, кроме того ОТТ и ОТН имеют лучшие технико-эксплуатационные показатели и ряд уникальных особенностей, недоступных классическим ТТ и ТН.

Ключевые недостатки традиционных измерительных трансформаторов показаны на рисунке 7.



Рисунок 7 – Ключевые недостатки традиционных измерительных трансформаторов

Применение оптических измерительных трансформаторов позволяет исключить или минимизировать указанные недостатки.

Конструкция современных ОТТ включает:

- датчик тока;
- волоконно-оптический кабель (ВОК);
- блок электронной обработки (БЭО).

Структурная схема ОТТ показана на рисунке 8.

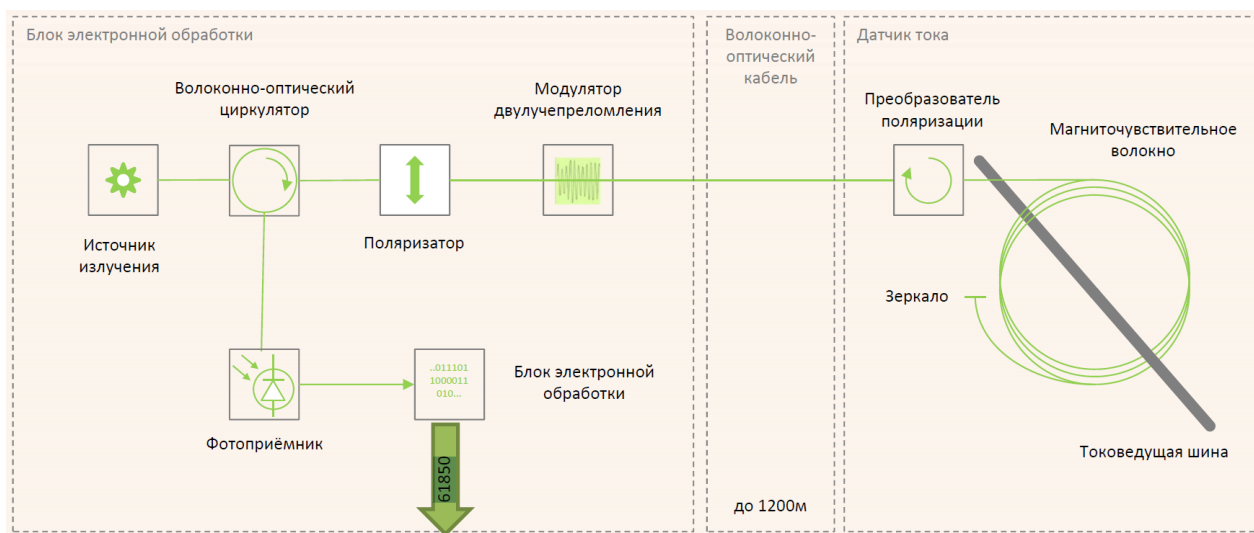


Рисунок 8 – Структурная схема ОТТ

Конструкция ОТТ с гибким чувствительным элементом (ЧЭ) показана на рисунке 9.

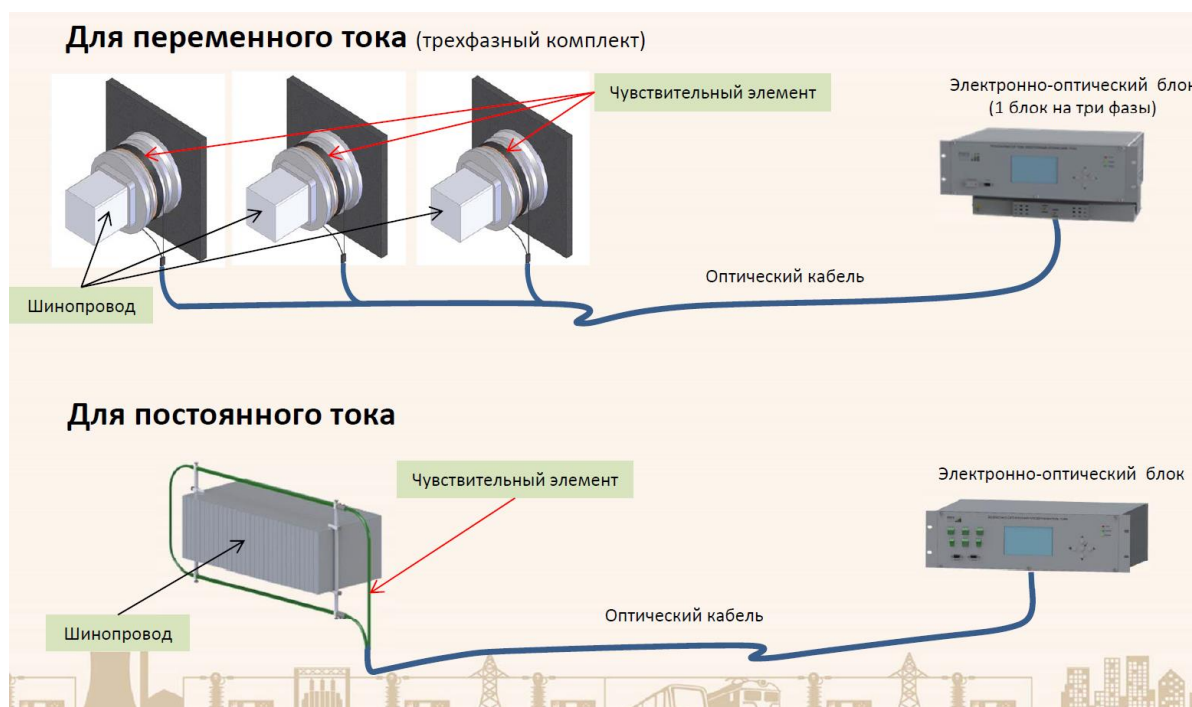


Рисунок 9 – Конструкция ОТТ с гибким чувствительным элементом

Отсутствие магнитопровода позволяет исключить нежелательное явление феррорезонанса, характерное для традиционных ТТ и ТН» [7].

Принимаются оптические трансформаторы тока ТТЭО-500.

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.шт.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}$$

Проверка на термическую стойкость производится согласно выражению:

$$(k_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq Bk \quad (17)$$

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

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

Проверка на динамическую стойкость производится согласно выражению:

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

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

Проверка выбранных ТТ:

$$U_{н.шт.} = 500 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 500 \text{ кВ.}$$

$$I_{1н.} = 500 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 438,793 \text{ А.}$$

$$(310 \cdot 0,5)^2 \cdot 3 = 24025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 263 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$400 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,5 = 282,8 \text{ кА} > 22,773 \text{ кА}$$

«Сопротивление вторичной нагрузки:

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

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

$Z_{\text{пров.}}$ – сопротивление проводов, Ом.

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

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

ρ – удельное сопротивление проводов, Ом·мм²/м;

$s_{\text{пров.}}$ – сечение проводов, мм²;

$Z_{\text{конт.}}$ – сопротивление контактов, Ом.

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

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

[3].

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

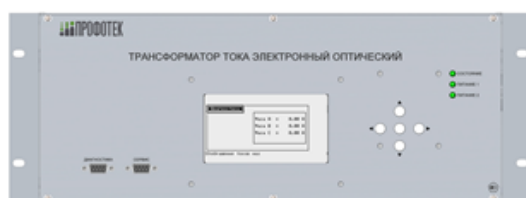
$$Z_{\text{пров.}} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом}$$

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

Погрешность ТТ составит менее 10% [19].

Внешний вид и основные характеристики ТТ – на рисунке 10.

Принцип работы	эффект Фарадея в специальном оптическом волокне (линейный отражательный интерферометр)
Изоляция	силиконовая рубашка, сухой воздух или гель
Номинальное напряжение	0–500 кВ
Номинальный первичный ток	200–40 000 А
Интерфейс	МЭК 61850-9-2LE (с поддержкой PRP, PTP)
Класс точности	0.2s (измерения) 5TPE (защита)



Электронно-оптический блок

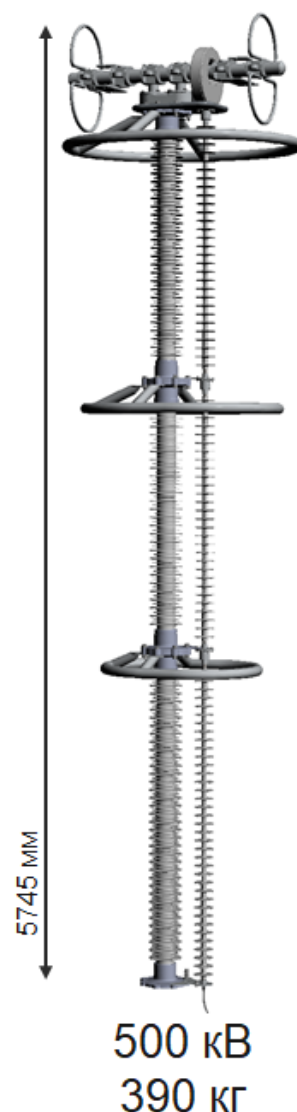


Рисунок 10 – Внешний вид и основные характеристики ТТЭО-500

Принимаются трансформаторы напряжения ТНЭО-500.

Обеспечивая точное измерение изменений угла преломления и поляризации проходящей через ячейку Поккельса световой волны путем дополнительной компенсации различных погрешностей (в БЭО), ОТН выполняет эффективное и точное преобразование величины первичного напряжения в пригодный и удобный для измерений и нужд релейной защиты и автоматики (РЗА).

Конструкция ОТН показана на рисунке 11.



Рисунок 11 – Конструкция оптического трансформатора напряжения

Модульная конструкция и отдельный БЭО обеспечивают максимальную совместимость с современным электрооборудованием благодаря единому потоку данных МЭК 61850 9 2 LE. Отсутствие магнитопровода позволяет исключить нежелательное явление феррорезонанса, характерное для традиционных ТТ и ТН» [7].

«Условия выбора ТН:

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

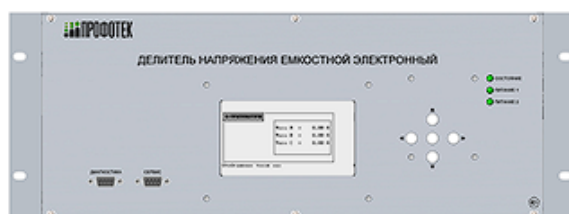
$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$$

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

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

Внешний вид и основные характеристики ТН– на рисунке 12.

Принцип работы	резистивный (до 13 кВ) или емкостной (свыше 100 кВ) делитель с модулем АЦП
Изоляция	силиконовая рубашка, воздушная (до 13 кВ, размещение – только в помещении) минеральное масло (свыше 100 кВ)
Номинальное напряжение	0–500 кВ
Интерфейс	МЭК 61850-9-2LE (с поддержкой PRP, РТР)
Класс точности	0.2 (измерения) 3Р (защита)



Электронно-оптический блок

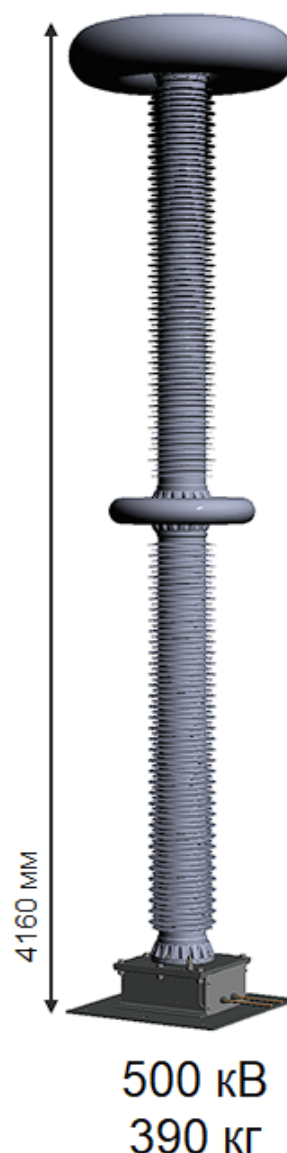


Рисунок 12 – Внешний вид и основные характеристики ТНЭО-500

Принципы действия ОТТ и ОТН предполагают получение первичных данных в цифровом формате, что обеспечивает повышенную точность измерений. Современные ОТТ и ОТН имеют встроенные средства самодиагностики с цифровой передачей данных о текущем состоянии аппаратов. Это позволяет обеспечить повышенную надежность системы электроснабжения, снизить общие расходы на диагностику технического состояния» [7].

Выбор ТСН.

Актуальная наибольшая нагрузка СН составляет 226,1 кВА [16].

Принимается два энергосберегающих ТСН марки ТМГ12-250/10, внешний вид – на рисунке 13.



Рисунок 13 – Внешний вид ТМГ12-250/10

«Аварийный коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{226,1}{250} = 0,903 < 1,4$$

«Перегрузка будет менее допустимой 40 %» [2].

Наибольший ток на вводах РУ собственных нужд ОРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{226,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 13,054 \text{ A}$$

Выбираются современные КРУ К-132/630 А, внешний вид – на рисунке 14.



Рисунок 14 – Внешний вид КРУ

2.4 Расчет контура заземления

«Для сети 500 кВ режим работы нейтрали сети – эффективно заземленная, максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом. Используем контурное заземление. Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50x50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ)

используем полосовую сталь 50x5 мм. Удельное сопротивление грунта для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициента сезонности определяется по формуле:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (22)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта (известняк), 2000 Ом · м;
 K_c – коэффициент сезонности» [19].

$$\rho_{p6} = 2000 \cdot 1,1 = 2200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{p2} = 2000 \cdot 1,4 = 2800 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

«Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя $R_{овз}$ (Ом) определяется по формуле:

$$R_{овз} = \frac{\rho_{p6}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (23)$$

где l – длина ВЭ, м;

d – диаметр (для угловой стали приведенный диаметр) вертикального электрода, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (24)$$

где b – ширина уголка, м» [19].

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

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

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

«Расчетное число вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n' = R_{огэ} / R_n \quad (25)$$

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

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

«Длина горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (26)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{пер} / n' \quad (27)$$

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

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

$$a = 160 / 44 = 3,64 \text{ м}$$

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

«Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя $R_{гэ}$ (Ом) определяется по формуле:

$$R_{гэ} = \frac{\rho_{пз}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (28)$$

где l – длина горизонтального электрода, м;

d – диаметр (для полосы расчетный диаметр) электрода, м;

t – расстояние от поверхности до центра ГЭ, м.

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (29)$$

где b – ширина полосы, м» [19].

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

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

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

«Эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{zp} = \frac{R_{огэ} \cdot R_{23}}{R_{огэ} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2} \quad (30)$$

где η_6 – коэффициент использования вертикальных электродов;

η_2 – коэффициент использования горизонтальных электродов» [19].

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

Выводы. Для замены устаревшего и изношенного ЭО выбрано новое и современное, что обеспечит надежную работу электрической части ОРУ и ее безопасную эксплуатацию. Выбранное ЭО проверено по рабочим и аварийным режимам. Рассчитан новый контур заземления ОРУ для реконструкции действующего, имеющего выраженные коррозионные повреждения и недопустимо высокое сопротивление (более предельно допустимых 0,5 Ом).

3 Релейная защита и автоматик

3.1 Защита силовых трансформаторов

Защиту трансформаторов генераторных блоков будут обеспечивать микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) Сириус-Т, внешний вид – на рисунке 15.



Рисунок 15 – МУРЗ Сириус-Т

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

Условие пригодности ТТ по токам:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (31)$$

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

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

$$0,1 \cdot 151,35 < 200 < 2,5 \cdot 151,35 = 378,4 \text{ A}$$

«Условие по току намагничивания

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода» [1]:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (32)$$

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

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.т.}}, \quad (33)$$

$$X_{\sigma} = \frac{515^2}{135} = 2377,2 \text{ Ом}$$

«Сопротивление контура включения:

$$X_* = K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (34)$$

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

$$X_* = 1,1 \cdot 0,15 = 0,1645 \text{ о.е.}$$

$$X = 0,1645 \cdot 2377,2 = 390,931 \text{ Ом}$$

«Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (35)$$

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

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 515 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 390,931} = 1644,433 \text{ A}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (36)$$

$$K_{ТТ} = \frac{1644,433}{\sqrt{2} \cdot 200} = 5,815 < 6,7$$

«Сопротивление нагрузки ТТ вычисляется по формуле:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (37)$$

где R_{κ} – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

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

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

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (38)$$

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

S_{κ} – сечение жил, мм²» [1].

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

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

При $R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом}$: $K_{10} = 24 \geq 20$ [4]. ТТ проходят проверку.

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

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (39)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (40)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 151,35 / 200 = 15,135 < 24$$

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (41)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 5,815 = 8,141 \text{ А}$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (42)$$

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

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,688 = 5,618 \text{ кА}$$

Далее рассмотрим защиту КЛ питания СН ОРУ.

3.2 Защита линий питания собственных нужд ОРУ

Защиту линий питания СН (КЛ 10 кВ) будут обеспечивать МУРЗ Сириус-2Л-02, внешний вид – на рисунке 16.



Рисунок 16 – МУРЗ Сириус-2Л-02

«Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (43)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (44)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (45)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности защиты» [1]:

$$k_{\psi} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (46)$$

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

$$I_{C.3.} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (47)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (48)$$

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

L – длина линии, км» [1].

Проведем расчеты по (39-44):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,0124 = 0,062 \text{ кА}$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 12,4 = 17,259 \text{ А}$$

$$I_{CP} = 17,259 \cdot \frac{1}{20/5} = 4,315 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{5316}{17,259} = 335,6 \geq 1,5$$

$$I_C = 1,04 \cdot 0,182 = 0,189 \text{ A}$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,189 = 0,568 \text{ A}$$

Далее рассмотрим АВР на вводе питания СН ОРУ.

3.3 Автоматический ввод резерва питания собственных нужд ОРУ

Уставки АВР:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (49)$$

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

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (50)$$

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

«Первая и вторая уставки по времени:

$$t_{ABP1} = t_{C3.макс} + \Delta t, \quad (51)$$

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

Δt – выдержка для селективности, с.

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (52)$$

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

$t_{зан}$ – запас времени, 0,4 с» [1].

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

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

Схема АВР на шинах 10 кВ – на рисунке 17.

Зона	Поз. обозн.	Обозначение	Кол.	Примечание
		Высоковольтные выключатели		
	Q1..Q3	ВВ/TEL-10/1000	3	
		Трансформаторы тока		
	ТА1..ТА3	ТПЛ-10-М-20/5	9	
		Разъединитель		
	QS1	РВ-10/400	1	

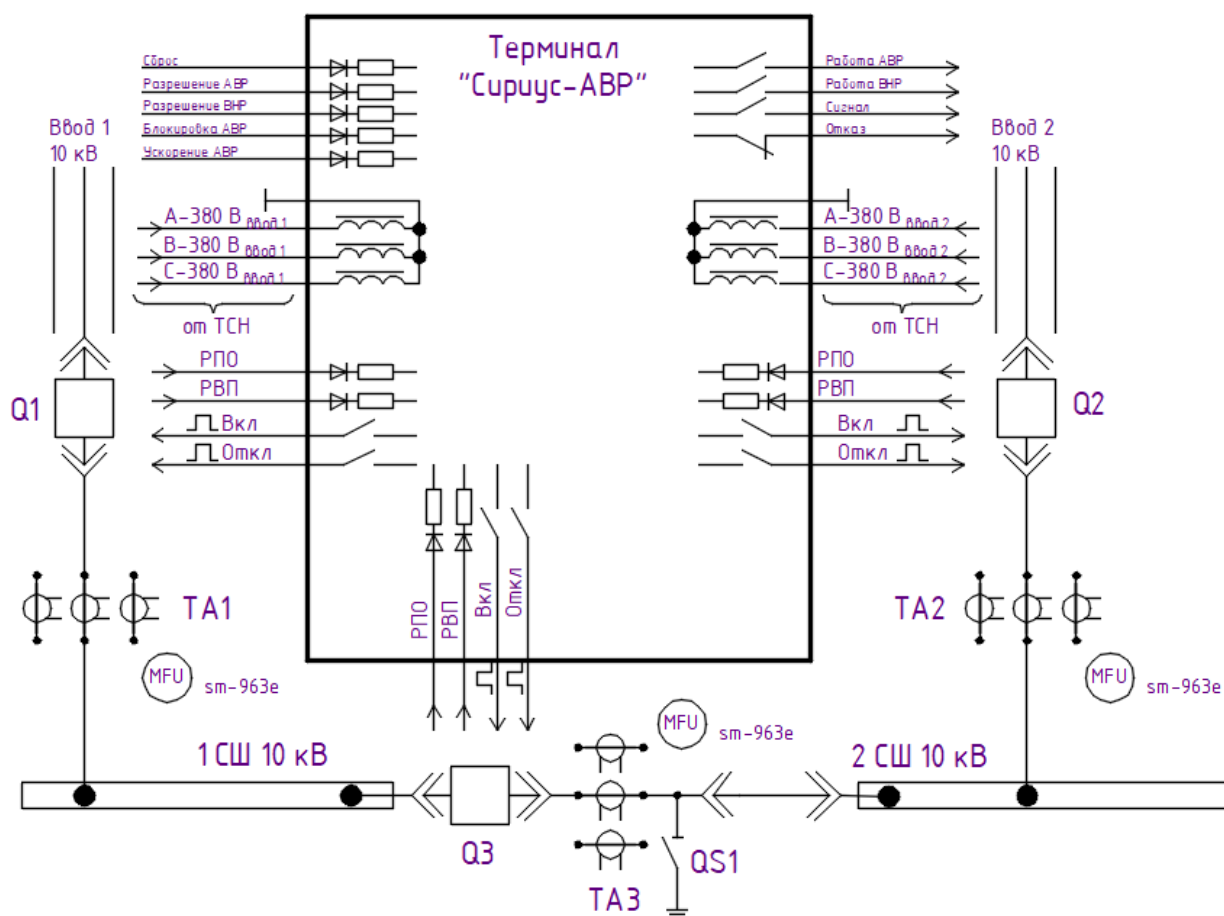


Рисунок 17 – Схема АВР 10 кВ для питания СН ОРУ

Выводы. Устаревшая и изношенная электромеханическая РЗА будет заменена современными МУРЗ серии Сириус. Рассчитаны соответствующие уставки защит.

Заключение

Выполнено проектирование мероприятий по реконструкции ОРУ 500 кВ на Жигулёвской ГЭС. Актуальность темы вызвана критическим износом и устареванием основной части ЭО.

По результатам выполнения работы решены задачи:

- приведено краткое описание объекта, по результатам анализа действующего ЭО обоснована реконструкция. Реконструкцию ОРУ 500 кВ требуется проводить ввиду критического уровня износа основной части эксплуатируемого в настоящее время ЭО, в том числе оборудования РЗА силовых трансформаторов, фидеров генераторных блоков и АВР питания собственных нужд ОРУ; технологического устаревания ЭО (включая оборудование РЗА), характеристики которого не обеспечивают актуальные требования при эксплуатации. Контур заземления ОРУ имеет выраженные коррозионные повреждения, его сопротивление составляет 0,513 Ом, что больше предельно допустимых 0,5 Ом для сети с эффективно заземленной нейтралью. Необходимо повысить надежность эксплуатации и безопасность обслуживания ОРУ согласно современным требованиям;

- проанализированы актуальные электрические нагрузки и максимальные рабочие токи ОРУ;

- рассчитаны токи КЗ, по результатам рабочих и аварийных режимов выбрано современное ЭО, которое проверено по допустимым параметрам по местам установки;

- рассчитан новый контур заземления, эквивалентное сопротивление которого менее предельно допустимых 0,5 Ом, что соответствует ПУЭ;

- рассчитана РЗА на основе современных терминалов серии Сириус, замена электромеханической РЗА на микропроцессорную значительно повысит надежность защиты, обеспечит ее эффективный мониторинг.

Предлагаемые мероприятия по реконструкции ОРУ 500 кВ обеспечат его надежную и безопасную работу согласно актуальным требованиям.

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.: Лань, 2022. 41 с.
3. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В. М.: Лань, 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., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. - М.: Додэка XXI, 2018. 336 с.
8. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. М.: Энергия, 2018. 208 с., ил.
9. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. М.: Энергия, 2019. 376 с.
10. ПУЭ, 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 с высшим напряжением 35 - 750 кВ. М.: Энергия, 2021. 135 с.

15. Твердохлебов К. И. Рекомендации по выбору проектных решений при разработке подстанций 10...500 кВ: Учебное пособие. Хабаровск, 2020. 205 с.
16. Техническая документация: ОРУ 500 кВ на Жигулёвской ГЭС, 2022. 98 с.
17. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2018. 480 с.
18. Хорольский В.Я. Надежность электроснабжения. М.: Лань, 2019. 128 с.
19. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. М.: Лань, 2020. 216 с.
20. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. – <https://docs.cntd.ru/> (дата обращения: 05.09.2022).