

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 35/10  
кВ «Ленинская»

Обучающийся

Н.Л. Хитрин

(И. О. Фамилия)



(личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

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

Тольятти 2023

## Аннотация

В рамках выполнения бакалаврской работы поставлена цель разработать мероприятия по реконструкции электрической части понизительной подстанции с понижающим напряжением 35/10 кВ «Ленинская».

По результатам анализа подстанции были вычислены нагрузки в двухобмоточных трансформаторах, осуществлена проверка на соответствие нагрузки существующих силовых трансформаторов, проведены расчеты токов короткого замыкания, затем осуществлен подбор электрооборудования 10 кВ на основе каталога Самарского завода "Электрощит". Рассчитаны новые уставки релейной защиты и автоматики.

Данная бакалаврская работа в целом состоит из пояснительной записки в количестве 54 страниц, которая имеет 11 таблиц с итогами произведенных вычислений, 18 иллюстраций в виде рисунков. В дополнении к работе прилагаются 6 чертежей формата А1.

## Содержание

Введение .....	4
1 Анализ электрической части подстанции, обоснование модернизации .....	6
1.1 Анализ электрической части подстанции .....	6
1.2 Обоснование реконструкции .....	8
2 Проектирование электрической части подстанции .....	10
2.1 Анализ электрических нагрузок .....	10
2.2 Определение токов короткого замыкания .....	13
2.3 Выбор и проверка оборудования .....	19
3 Реконструкция релейной защиты и автоматики .....	37
3.1 Выбор и расчет защиты трансформаторов 35/10 кВ .....	37
3.2 Релейная защита фидеров 10 кВ .....	41
3.3 Расчет и выбор автоматического ввода резерва на шинах 10 кВ .....	44
Заключение .....	48
Список используемых источников .....	49
Приложение А Однолинейная схема ПС до реконструкции .....	51
Приложение Б Однолинейная схема ПС после реконструкции .....	52
Приложение В Схема РЗ трансформаторов .....	53
Приложение Г Схема РЗ фидеров 10 кВ .....	54

## Введение

Сегодня, согласно "Энергетической стратегии России на период до 2035 года", основными направлениями долгосрочной государственной политики в области энергетики выступают: создание энергетической защищенности страны и регионов; обеспечение нужд экономики и населения в электроэнергии (мощности); гарантия надежности российской энергосистемы, инновационное перевооружение производства, обеспечивающее повышение эффективности производства, транспортировки, распределения и потребления электроэнергии.

Для выполнения намеченных задач требуется осуществить целый ряд важнейших задач по развитию ЕЭС России. В первую очередь, это реализация современных высокоэффективных производственных процессов, а также обеспечение равномерного роста генерирующих мощностей и энергосистем, позволяющих достичь требуемого показателя надежности энергоснабжения потребителей. В период до 2035 года предполагается ввести в эксплуатацию новые, замещаемые и модернизируемые тепловые электрические станции в количестве 200 млн кВт по среднему варианту, в количестве 155 млн кВт по увеличенному уровню энергопотребления и 115 млн кВт по пониженному, причем как на территориях существующих электростанций, а также на вновь создаваемых объектах.

Подсистемы данной отрасли, к числу которых принадлежат релейная защита и автоматика (РЗА), централизованное диспетчерское управление (ЦДУ), устройства измерения и регулирования электроэнергии, нуждаются в проведении замены аппаратуры. В ходе технического переоснащения и модернизации преимущество отдается именно введению микропроцессорных устройств.

Электрическая часть (ЭЧ) подстанций (ПС) содержит разнообразные электроаппараты и токоведущие элементы. В ходе эксплуатации электрооборудование (ЭО) со временем морально изнашивается и технически

утрачивает свою работоспособность, в связи с чем приходится осуществлять периодическую модернизацию ЭО. В противном случае при отсутствии выполнения модернизации возрастает риск возникновения аварийных случаев, падает надежность и безопасность функционирования ЭО, увеличиваются технические и эксплуатационные затраты. Кроме того, потребность в модернизации может быть вызвана также изменением параметров и величин электрических нагрузок абонентов, присоединением к электросетям дополнительных абонентов и прочими обстоятельствами.

Тема актуальна в связи с высокой долей износа и техническим устареванием значительной части ЭО электрической части подстанции 35/10 кВ «Ленинская».

Изучаемый объект: ПС 35/10 кВ «Ленинская».

Предметом изучения выступает электротехническая часть подстанции.

Задача проекта: создание реконструкции с целью модернизации части электротехнического оборудования подстанции.

Цели проведения данной работы:

- проанализировать текущую схему подстанции, выполнить обоснование реконструкции;
- определить фактические электрические нагрузки подстанции и расчетные токи в точках размещения ЭО;
- определить значения токов короткого замыкания;
- подобрать и провести проверку нового ЭО;
- выбрать микропроцессорные терминалы РЗА, уставки предусмотренных защит.

# **1 Анализ электрической части подстанции, обоснование модернизации**

## **1.1 Анализ электрической части подстанции**

«Подстанция 35/10 кВ «Ленинская» принадлежит Челябинской энергосистеме (ЭС) ПАО "МРСК Урала". Подстанция сдана в эксплуатацию в 1956 году. Питание ПС обеспечивается двухцепным ответвлением от ВЛ 35 кВ "Восточная", маркой провода АС-150/24, протяженностью 2,7 км. В состав нагрузки включены распределительные и концевые ТП 10/0,4 кВ: ТП-32, ТП-35, ТП-37 и ТП-38. В состав нагрузки трансформаторной подстанции ТП-38 входят потребители 1,2 и 3 классов надежности энергоснабжения, ввиду чего запитаны от двух кабельных ЛЭП 10 кВ» [17]. В качестве оперативного ввода резервного электроснабжения выступает «АВР на основе электромеханических реле» [5]. «Нагрузка ТП-32, ТП-35 и ТП-37 выполнена исключительно потребителями 3 категории надежности электроснабжения, в связи с чем они питаются от одноцепной кабельной линии» [17].

Преимущественно электрооборудование (ЭО) работает с начала пуска подстанции в эксплуатацию. «Часть оборудования находится в процессе эксплуатации с 2017 года: разъединители 35 кВ; короткозамыкатели 35 кВ; измерительные трансформаторы тока нулевой последовательности (ТЗРЛ) 10 кВ; защитные предохранители 35 кВ; силовые трансформаторы (ТМН-6300/35).

Технологически устарели:

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

Следует обеспечить достаточный уровень защиты от импульсных перенапряжений и обеспечить безопасность при проведении ремонта и технического обслуживания аппаратуры отходящих линий 10 кВ [10]. С этой

целью требуется дополнительно произвести установку ОПН и разъединителей с заземляющими устройствами. Кроме того, размещение дополнительных ОПН позволит повысить коммутационные условия при отключении нагрузок от сети выключателями 10 кВ благодаря уменьшению значений токов самоиндукции [8]. При замене ТН с новой, энергоэффективной, герметичной, не требующей технического обслуживания маркой уменьшатся потери электроэнергии в ТН и снизятся технические и эксплуатационные затраты.

«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].

На пример, для разъединителя:

$$OP = \frac{25 - (2023 - 1956)}{25} \cdot 100 = 67\%.$$

ОР для разъединителей имеет значение 67%, поэтому уровень износа невелик. Итоги исследования оборудования по ОР обобщены в таблице 1

Таблица 1 - Итоги исследования оборудования по остаточному ресурсу

Вид оборудования	Продолжительность эксплуатации, лет		Остаточный ресурс, %
	$T_n$	$T_\phi$	
ТМН-6300/35	25	6	76
ОДЗ-1-35/630	25	67	нет
РНДЗ-35	25	6	76
КЗ-35	25	6	76
ТПОЛ-35	25	67	нет

Продолжение таблицы 1

Оборудование	Срок службы, лет		ОР, %
	Тном	Тфакт	
ЗОМ-1/24-69У1	25	67	нет
ВВУ-35А-40/2000У1	25	67	нет
ТЗРЛ-10	25	6	76
РВ-35М	25	67	нет
ПСН-35	25	6	76
ИОР-20-3,75 УЗ	25	67	нет
ТМ-100/10	25	67	нет
ВЭ-10-40/1600	25	67	нет
ВВЭ-10-31,5/630	25	67	нет
ЗР-10	25	67	нет
ТПШЛ-10	25	67	нет
ТЛК-10-4	25	67	нет
НТМИ-10	30	67	нет
ПКТ102-10-40-31,5УЗ	30	67	нет
РВО-10У1	25	67	нет
ИО-10	25	6	76

Для оборудования, которое используется с 1956 года, ОР также отсутствует, уровень изношенности является критическим и ЭО должны быть обязательно заменены на современные аналоги. Оборудование, используемое с 2017 года, является новым и современным и не требует обязательной замены.

## 1.2 Обоснование реконструкции

Аргументация необходимости реконструкции электрической части подстанции:

1) высокая степень износа оборудования, находящегося в эксплуатации с 1956 года (большая часть оборудования), при дальнейшей его эксплуатации возможно возникновение аварийных ситуаций с соответствующим отрицательными последствиями. Требуется замена ЭО;

2) большая часть ЭО давно устарела, технические и эксплуатационные показатели не отвечают современным нормам. Существует потребность в обновлении и модернизации ЭО;



3) «релейная защита и автоматика (РЗА) также является технологически отсталой и требует модернизации» [12]. Релейная защита в данном проекте будет выполнена на микропроцессорных терминалах;

4) «необходимо предусмотреть достаточный уровень защиты от перенапряжений» [15]. Обеспечить безопасное выполнение ремонтных и профилактических работ на оборудовании отходящих ЛЭП 10 кВ. С этой целью требуется установка дополнительных ограничителей перенапряжения и разъединителей с заземляющими устройствами. Кроме того, монтаж дополнительных ОПН позволит повысить условия коммутации в случае отключения потребителей выключателями 10 кВ за счет ограничения токов самоиндукции. Требуется дополнительная установка ТТ для работы микропроцессорного РЗ отходящих линий электропередачи.

Однолинейная схема ПС до реконструкции представлена в Приложении А.

#### Выводы по разделу 1

В рамках данного раздела рассмотрены характеристики подстанции «Ленинская» 35/10. Реконструируемая ПС принадлежит Челябинской энергосистеме.

В качестве основного источника электроснабжения выступает энергосистема Челябинска. Электроэнергия поступает по двухцепной линии 35 кВ, которая идёт к открытому распределительному устройству 35 кВ ПС «Ленинская».

В разделе выполнен анализ действующей системы энергоснабжения до начала реконструкции, дается подробное описание размещенного на ПС оборудования.

Поставлена задача реконструировать подстанцию «Ленинская» 35/10 на основании критического уровня изношенности большей части электрического оборудования подстанции.

## 2 Проектирование электрической части подстанции

### 2.1 Анализ электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок в данном случае требуется для того чтобы выбрать электрооборудование подстанции по допустимым значениям параметров, в местах размещения электрооборудования нужно установить наибольшие «мощности, токи и другие параметры, на основании которых осуществляется выбор и проверка электрооборудования» [11].

Контрольные измерения зимних пиковых нагрузок ПС представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Зимние максимумы нагрузок

Т, ч	Итого			Трансф. Т-1			Трансф. Т-2		
	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
0	2817,56	962,60	2977,46	1352,43	462,05	1429,18	1465,13	500,55	1548,28
1	2942,79	1005,39	3109,79	1412,54	482,59	1492,70	1530,25	522,80	1617,09
2	3193,24	1090,95	3374,45	1532,75	523,66	1619,74	1660,48	567,29	1754,72
3	3255,85	1112,34	3440,62	1562,81	533,92	1651,50	1693,04	578,42	1789,12
4	3631,53	1240,69	3837,61	1743,13	595,53	1842,05	1888,39	645,16	1995,56
5	3756,75	1283,47	3969,95	1803,24	616,07	1905,57	1953,51	667,41	2064,37
6	3944,59	1347,65	4168,44	1893,40	646,87	2000,85	2051,19	700,78	2167,59
7	4007,20	1369,04	4234,61	1923,46	657,14	2032,61	2083,74	711,90	2202,00
8	4445,49	1518,78	4697,77	2133,83	729,01	2254,93	2311,65	789,76	2442,84
9	4570,71	1561,56	4830,10	2193,94	749,55	2318,45	2376,77	812,01	2511,65

Продолжение таблицы 2

Т, ч	Итого			Трансф. Т-1			Трансф. Т-2		
	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
10	4946,39	1689,90	5227,10	2374,27	811,15	2509,01	2572,12	878,75	2718,09
11	5948,19	2032,16	6285,75	2855,13	975,44	3017,16	3093,06	1056,73	3268,59
12	5760,35	1967,99	6087,25	2764,97	944,64	2921,88	2995,38	1023,36	3165,37
13	5635,13	1925,21	5954,92	2704,86	924,10	2858,36	2930,27	1001,11	3096,56
14	5572,51	1903,82	5888,75	2674,81	913,83	2826,60	2897,71	989,98	3062,15
15	5697,74	1946,60	6021,08	2734,91	934,37	2890,12	2962,82	1012,23	3130,96
16	5822,96	1989,38	6153,42	2795,02	954,90	2953,64	3027,94	1034,48	3199,78
17	5885,58	2010,77	6219,58	2825,08	965,17	2985,40	3060,50	1045,60	3234,18
18	5948,19	2032,16	6285,75	2855,13	975,44	3017,16	3093,06	1056,73	3268,59
19	6136,03	2096,34	6484,25	2945,29	1006,24	3112,44	3190,73	1090,10	3371,81
20	6261,25	2139,12	6616,58	3005,40	1026,78	3175,96	3255,85	1112,34	3440,62
21	4508,10	1540,17	4763,94	2163,89	739,28	2286,69	2344,21	800,89	2477,25
22	3694,14	1262,08	3903,78	1773,19	605,80	1873,81	1920,95	656,28	2029,97
23	3193,24	1090,95	3374,45	1532,75	523,66	1619,74	1660,48	567,29	1754,72
24	2817,56	962,60	2977,46	1352,43	462,05	1429,18	1465,13	500,55	1548,28

Суточный график нагрузки для реконструируемой подстанции изображен на рисунке 1.

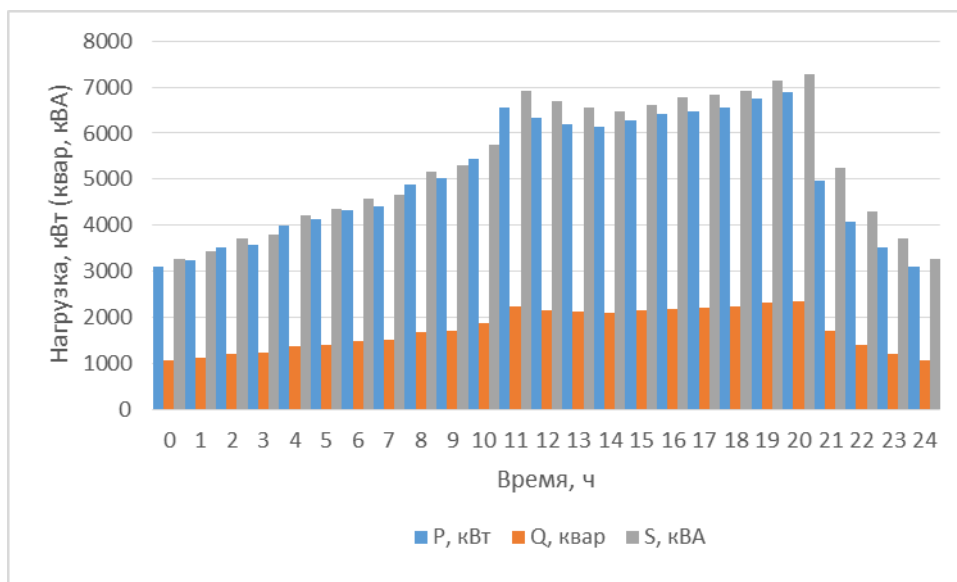


Рисунок 1 – Суточный график нагрузки

Максимальные нагрузки, согласно суточному графику:

$$P_{max} = 6887,38 \text{ кВт};$$

$$Q_{max} = 2353,03 \text{ квар};$$

$$S_{max} = 7278,24 \text{ кВА}.$$

При реконструкции подстанции следует принимать во внимание необходимость резервирования, исходя из перечисленных ниже основных моментов.

Обеспечение потребителей первой категории следует выполнять от двух самостоятельных источников питания; в то же время для всех прочих потребителей необходимо предусмотреть резервирование. При электроснабжении абонентов первой категории от единой подстанции в целях гарантии надежности электроснабжения следует предусмотреть на каждой секции шин не менее одного трансформатора; одновременно с этим мощность трансформаторов следует выбирать таким образом, чтобы при отказе одного из них другой (с учетом разрешенной перегрузки) питал всех абонентов первой категории.

Если установлено два трансформатора, то мощность каждого трансформатора определяется из условия:

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

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

$$S_T \geq 0,7 \cdot 7278,24 = 5094,77 \text{кВА},$$

$$S_T = 6300 \text{кВА} \geq 5094,77 \text{кВА}.$$

Трансформаторы, установленные в настоящее время на подстанции, покрывают всю потребность в электроэнергии, поэтому их замена не требуется.

## 2.2 Определение токов короткого замыкания

Короткое замыкание в электрической сети относится к категории сложных режимов, сопряженных с переходными процессами, с целью облегчить выполнение прикладных вычислений был сделан определенный перечень допущений. «К числу главных допущений принадлежат:

- в электросистеме не возникает колебаний, т.е. не принимается во внимание угол сдвига между ЭДС синхронно работающих генераторов;
- не происходит насыщения магнитных установок генераторов, трансформаторов, электродвигателей;
- в принципе, почти не принимается во внимание емкостная проводимость ЛЭП, кроме ЛЭП свыше 330 кВ существенной длины;
- активные сопротивления генераторов, трансформаторов, реакторов не приняты во внимание ввиду их малой величины в отличие от индуктивных сопротивлений» [11];
- обычно воздействие нагрузки при коротком замыкании не рассматривается. В качестве исключения из этого правила можно

выделить некоторые расчеты, в которых нагрузка учитывается для начального момента короткого замыкания, поскольку в этот момент электродвигатели выступают в качестве добавочных источников и обеспечивают питание точки короткого замыкания.

На рисунке 2 показана исходная схема для расчетов тока короткого замыкания.

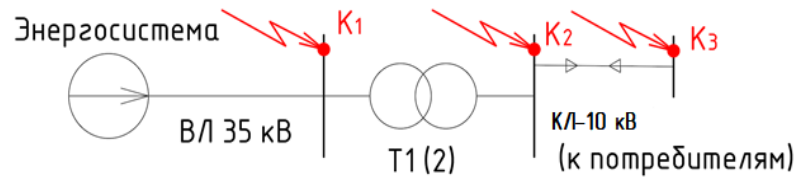


Рисунок 2 – Исходная схема для расчета токов короткого замыкания

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания, следует составить схему замещения. Схему замещения с целью расчета токов короткого замыкания составляют в соответствии с исходной схемой сети. С этой целью все элементы схемы заменяются соответственно электрическими сопротивлениями без исключения, а для источников питания, помимо этого, задаются параметры ЭДС. На рисунке 3 показана схема замещения для определения оборудования.

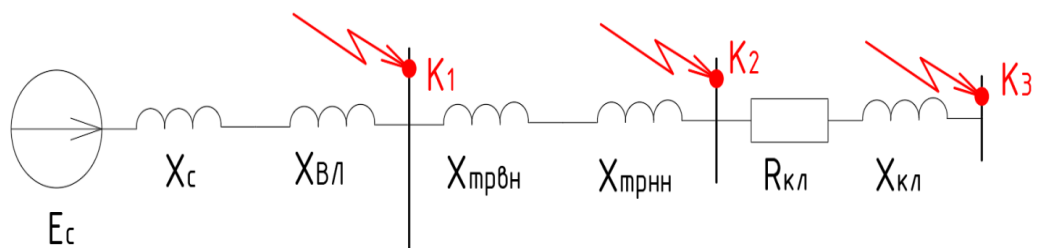


Рисунок 3 – Схема замещения для выбора оборудования

Периодическая составляющая тока при коротком замыкании определяется из следующего выражения:

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

где  $E_c$  – «напряжение короткого замыкания, кВ» [19];

$X_{\Sigma K}$  – «эквивалентное сопротивление элементов до точки КЗ, Ом» [19].

«Ударный коэффициент тока короткого замыкания можно получить по следующей формуле:

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

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической 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)» [6].

Величина ударного тока короткого замыкания вычисляется из следующего выражения:

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

Величина действующего значения ударного тока при коротком замыкании рассчитывается с помощью формулы [7]:

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

Ток двухфазного КЗ вычисляется по формуле:

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

Однофазный ток короткого замыкания рассчитан с помощью следующей формулы:

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

«Наибольшее значение апериодической 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.

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

где  $t_{z\min}$  – наименьшее время срабатывания РЗ, 0,01 с» [19];

$t_{CB}$  – «собственное время отключения выключателя 35 кВ, с» [19].

Полная величина тока короткого замыкания определяется согласно следующей формуле:

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

Сопротивление на стороне ВН для силовых трансформаторов на подстанции определяется исходя из формулы:

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

где –  $U_K$  «напряжение КЗ трансформатора (согласно паспорту), %» [9];

$U_H$  – «напряжение обмотки ВН, кВ» [9];

$S_{\text{НТ}}$  – «номинальная мощность трансформатора, МВА» [9].

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



Расчет сопротивления силовых трансформаторов на стороне НН производится согласно выражению:

$$X_{\text{ТРНН}} = X_{\text{ТРВН}} \cdot (U_{\text{ном.НН}}/U_{\text{ном.ВН}})^2, \quad (13)$$
$$X_{\text{ТРНН}} = 2,315 \cdot \left(\frac{10}{35}\right)^2 = 0,189 \text{ Ом.}$$

Сопротивление провода ВЛ 35 кВ в направлении данной подстанции вычисляется с помощью соответствующей формулы:

$$X_{\text{ЛЭП}} = x_0 \cdot L, \quad (14)$$

где  $x_0$  – «удельное сопротивление линии, Ом/км» [13];

$L$  – «длина ВЛ, км» [13].

$$X_{\text{ЛЭП}} = 0,406 \cdot 2,7 = 1,096 \text{ Ом.}$$

Сопротивление энергосистемы электроснабжения определяется согласно выражению:

$$X_c = \frac{U_6^2}{S_K}, \quad (15)$$

где  $S_K$  – «мощность КЗ в начале ВЛ 35 кВ, согласно ПАО МРСК Урала 940 МВА» [17].

$$X_c = 35^2/940 = 1,303.$$

Пример расчета (точка К1):

$$I''_{\text{К1}} = \frac{35}{\left(\sqrt{3} \cdot (1,096 + 1,303)\right)} = 8,423 \text{ кА,}$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,85,$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 8,423 = 22,037 \text{ кА},$$

$$I_{y1} = 8,423 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,85 - 1)^2} = 13,84 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(2)} = (\sqrt{3}/2) \cdot 8,423 = 7,295 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot 8,423 = 4,633 \text{ кА},$$

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,22 \text{ с},$$

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 8,423 \cdot e^{\frac{-0,22}{0,06}} = 0,304 \text{ кА},$$

$$I_{n1} = 0,304 + 8,423 = 8,727 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов указаны в таблице 3.

Таблица 3 - Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I''$ , кА	$i_y$ , кА	$I_y$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА	$I_{\alpha\tau}$ , кА	$I_n$ , кА
K1	8,423	22,037	13,84	7,295	4,633	0,304	8,727
K2	15,016	39,286	24,674	13,004	8,259	0,543	15,559

Для осуществления настройки релейной защиты следует определить токи короткого замыкания в конце отходящих линий.

Технические характеристики линий, идущих к потребителям, указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики линий, питающие абонентов подстанции

Линии	$L$ , км	КЛЭП	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$I_{\max}$ , А
ТП-32	1,323	ААШВ-3х120	0,258	0,081	110,2
ТП-35	1,186	ААШВ-3х120	0,258	0,081	105,3
ТП-37	1,369	ААШВ-3х70	0,443	0,086	68,9
ТП-38	1,980	ААШВ-3х150	0,206	0,079	146,9

Токи короткого замыкания в конце абонентских линий 10 кВ указаны в таблице 5.

Таблица 5 – Токи короткого замыкания в конце абонентских линий 10 кВ

КЛ 10 кВ, № фидера	$I''$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА
ТП-32	7,77	6,73	4,27
ТП-35	8,18	7,08	4,5
ТП-37	5,76	4,99	3,17
ТП-38	7,03	6,09	3,87

Следующим шагом производится выбор и проверка оборудования электрической части, подлежащей замене, в соответствии с режимами короткого замыкания.

## 2.3 Выбор и проверка оборудования

### 2.3.1 Расчет и выбор выключателей

На основании результатов расчета трехфазного тока КЗ необходимо выбрать и испытать выключатель, который будет установлен на высоковольтной стороне силового трансформатора 35 кВ мощностью 6,3 МВА

Высоковольтные выключатели - это коммутирующие устройства, разработанные для включения и отключения линий электрических передач в штатном режиме и автоматического отключения аварийных участков системы электропитания при коротких замыканиях и прочих нештатных ситуациях.

Высоковольтные выключатели оснащены дугогасительными приспособлениями за счет чего могут отключать помимо токов нагрузки также и токи замыканий.

Высоковольтные выключатели выбирают в соответствии с местом размещения, методами эксплуатации и назначением.

По техническим данным параметры силового выключателя подбираются с учетом того, чтобы характеристики силового выключателя превышали расчетные.

В ходе реконструкции подстанции высоковольтные выключатели в зависимости от их функционального назначения выбирают в соответствие со следующими «тремя базовыми условиями»:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \text{ кВ}, \quad (16)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}, \text{ А}, \quad (17)$$

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{к}}, \text{ кА}, \quad (18)$$

где  $I_{\text{ном.откл}}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА» [19];

$I_{\text{к}}$  – «ток трехфазного КЗ, кА» [19].

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_{\text{у}}, \text{ кА}, \quad (19)$$

где  $i_{\text{пр.с}}$  – «амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ, кА» [19].

$$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (20)$$

где  $I_{\text{т}}$  – «предельный ток термической стойкости, кА» [19];

$t_{\text{т}}$  – «время протекания тока термической стойкости, с» [19];

$B_{\text{к}}$  – «тепловой импульс тока КЗ, вычисляемый по формуле» [19]:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (21)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время КЗ, с.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в}}, \text{ с}, \quad (22)$$

где  $t_{\text{р.з.}}$  – «время срабатывания РЗ, с» [19];

$t_{\text{откл.в}}$  – «собственное время отключения выключателя, с» [19];

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

Выключатели 35 кВ.

С учетом перегрузочной способности силового трансформатора максимальный рабочий ток оборудования 35 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.т.}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (23)$$

где  $S_{\text{н.т.}}$  – «номинальная мощность трансформатора, кВА» [19].

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

Планируем установить вакуумный силовой выключатель модели ВВН-СЭЩ 35-25/1000 УХЛ1, проверка в таблице 6.

Вакуумные выключатели марки ВВН-СЭЩ-35 общего применения предназначены для сетей с частыми переключениями и служат для коммутации цепей переменного тока напряжением 35 кВ и частотой 50 Гц на открытых или закрытых распределительных пунктах.

Вакуумные выключатели обладают достаточно простой структурой, обеспечивают повышенную степень надежности, имеют небольшие размеры, обладают высоким уровнем коммутационного сопротивления, являются абсолютно пожаро- и взрывобезопасными, безопасными для окружающей среды, не производят при работе шума, не требуют больших расходов на обслуживание.

Таблица 6 – Проверка выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} = 145,49 \text{ А}$

Продолжение таблицы 6

Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{н.откл.} = 25 \text{ кА}$	$I_{н(0)} = 8,423 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K = 9.993 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 22,037 \text{ кА}$

Согласно расчетным показателям для замены существующих воздушных выключателей марки ВВУ-35А выбираем выключатели типа ВВН-СЭЩ-35. На рисунке 4 представлен внешний вид выбранного силового выключателя.



Рисунок 4 – Вакуумный выключатель ВВН-СЭЩ 35

Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

Максимальный ток РУНН:

$$I_{\text{макс}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,2 \text{ А.}$$

Принимаются на вводах РУ 10 кВ (фидерах) выключатели ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000, проверка представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка выключателей

Паспортные данные	Параметры установки: ввод РУ (фидеры)
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 509,2 (146,9) \text{ А}$
$I_{н.откл.} = 20 \text{ кА}$	$I_{п(0)} = 15,016 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 31,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_y = 39,286 \text{ кА}$

Внешний вид выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 – на рисунке 5.

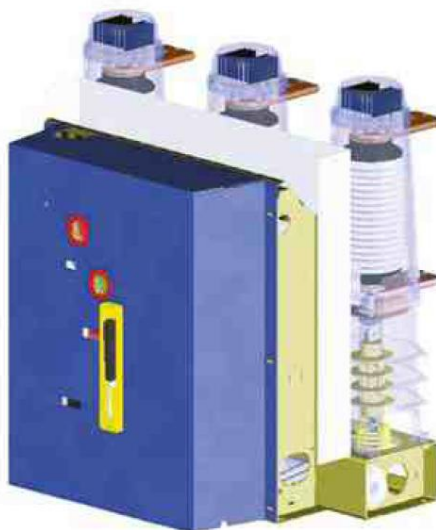


Рисунок 5 – Внешний вид ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

### 2.3.2 Разъединители и ОПН

Параметры и требования к выбору разъединителей:

$$U_{н.апп.} \geq U_{н.уст.}, \quad (24)$$

$$I_{н.апп.} \geq I_{раб.макс.}, \quad (25)$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_K, \quad (26)$$

$$i_{дин} \geq i_y. \quad (27)$$

Для монтажа на секционной перемычке и в цепях ОПН и ТН принят разъединитель внутренней установки типа РВ-10/400 [14], проверка произведена в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка разъединителей

Паспортные данные	Параметры установки: секц. перемычка (цепи ОПН и ТН)
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 509,2/2=254,46 \text{ А}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K = 31,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_y = 39,286 \text{ кА}$

Внешний вид разъединителя РВ-10 – на рисунке 6.

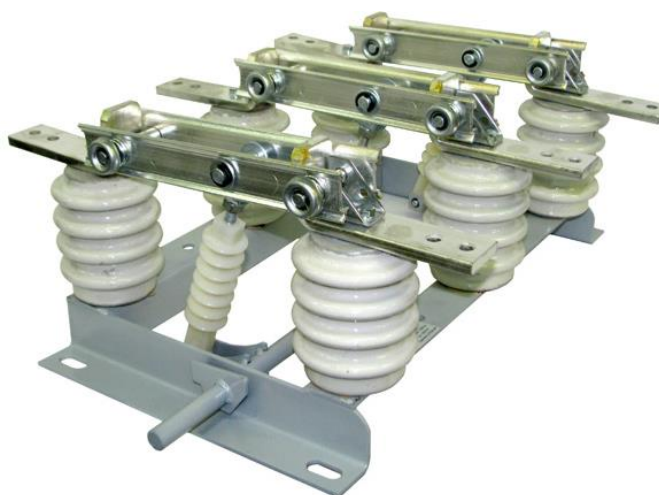


Рисунок 6 – Внешний вид РВ-10

Выбор и проверка ОПН.

Чаще всего причина отказа электрооборудования подстанций заключается в появлении в сети импульсных напряжений, создаваемых разнообразными источниками.

В течение многих лет основными устройствами, защищающими от перенапряжений, были вентильные разрядники. Однако они технически и конструктивно устарели, и их заменили ограничители перенапряжения (ОПН)

Для установки принимаются ОПНп-35, проверка в таблице 9.



Таблица 9 – Проверка ограничителя перенапряжения 35 кВ

Паспортные данные	Параметры установки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 9,933 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_y = 22,037 \text{ кА}$

Внешний вид ОПНп-35 – на рисунке 7.



Рисунок 7 – Ограничитель перенапряжения 35 кВ

Чтобы гарантировать необходимый уровень защиты по превышению напряжения на шинопроводах 10 кВ и отходящих линиях, требуется выполнить дополнительную инсталляцию ограничителей перенапряжений (ОПН). При этом дополнительная установка ОПН и на отходящих линиях будет способствовать повышению коммутационных характеристик при отключении абонентов выключателями 10 кВ за счет снижения токов самоиндукции, проверка ОПН выполнена в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка ограничителя перенапряжения 10 кВ

Паспортные данные	Параметры установки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 31,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 39,286 \text{ кА}$

Ограничитель перенапряжения, показанный на рисунке 8, используется для защиты распределительных устройств, трансформаторов и другого оборудования высокого напряжения от атмосферного и коммутационного перенапряжения.

Выбран за малый вес, легкость монтажа, отличную степень защиты от грязи и КЗ, допустимость размещения в районах с высокой сейсмической активностью.



Рисунок 8 – Ограничитель перенапряжения 10 кВ

### 2.3.3 Измерительные трансформаторы

Требования при выборе трансформатора тока:

$$U_{н.апп.} \geq U_{н.уст.}, \quad (28)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (29)$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}. \quad (30)$$

- проверка на термостойкость в соответствии с формулой:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t = I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.}, \quad (31)$$

где  $K_{тер.}$  – «кратность термической стойкости» [20];

$I_{1н.}$  – «номинальный ток первичной обмотки, А» [20].

- «проверка на динамическую стойкость согласно выражению:

$$i_{уд} \leq i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном.}, \quad (32)$$

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

Выбор с учетом требований и проверка измерительных трансформаторов тока 35 кВ.

Существующие ТТ заменятся на элегазовые. Достоинства трансформаторов тока элегазовых:

- минимум затрат на обслуживание;
- повышенный уровень взрыво- и пожаробезопасности;
- более длительный номинальный срок службы (35 лет взамен 25 лет);
- компактность, малый вес, пониженный эксплуатационный шум;
- сокращение расходов на техническое обслуживание и эксплуатацию;
- высокая степень экологичности.

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

$$\begin{aligned}U_{н.апп.} &= 35 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 35 \text{ кВ}, \\I_{1н.} &= 150 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 145,5 \text{ А}, \\(20 \cdot 150)^2 \cdot 3 &= 27 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \text{ с} > 9,933 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\20 \cdot \sqrt{2} \cdot 150 &= 4243 \text{ кА} > 22,037 \text{ кА}.\end{aligned}$$

«Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (33)$$

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

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

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

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (34)$$

где  $l_{пров.}$  – длина проводов (для РУ-35 кВ 60-75 м), м;

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

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

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (35)$$

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

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{60 \cdot 0,0175}{4} = 0,2630 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,263 + 0,1 = 0,403 \text{ Ом} \gg [3].$$

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

Трансформатор тока ТА (тип ТОГФ-35), который показан на рисунке 9, применённый в настоящей работе, служит с целью передачи сигнала информации об измерении к измерительным устройствам, счётчикам, приборам защиты и контроля в электроустановках переменного тока с напряжением 35 кВ. Выбор трансформатора тока обусловлен прежде всего его высоким качеством изоляции, не требующей сложных и длительных испытаний. Практически полностью отсутствуют внутренние разряды. Контроль состояния внутренней изоляционной среды производится постоянно с использованием плотномера с блок-контактами, имеющего два значения сигнализации посредством давления в газовой изоляции.



Рисунок 9 – Трансформатор тока ТОГФ-35

Выбор и проверка ТТ 10 кВ.

Принимаются к установке ТОЛ-СЭЩ-10 /600 (на вводах Т1,Т2); ТОЛ-СЭЩ-10/75..150 (на линиях).

Выполнение проверки ТТ в соответствии с параметрами выбора:

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

$$I_{1н.} = 600 (75 \dots 150) \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 509,2 (68,9 \dots 146,9) \text{ А},$$

$$(40)^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с} > 31,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$100 \text{ кА} > 39,286 \text{ кА},$$

$$Z_{приб} = \frac{1}{5^2} = 0,040 \text{ Ом},$$

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

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

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

Внешний вид ТТ марки ТОЛ-СЭЦ-10– на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид трансформатора тока марки ТОЛ-СЭЦ-10

Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Требования к выбору измерительного трансформатора тока:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (36)$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}. \quad (37)$$

К установке на объекте принимаются измерительные трансформаторы напряжения типа 3×ЗНОЛ-СЭЦ-10.

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

Суммарная нагрузка ТН 56 ВА [16], что менее допустимой 75 ВА.

Трансформатор напряжения (тип 3×ЗНОЛ-СЭЩ-10), который показан на рисунке 11, служит с целью установки в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. с заземленной нейтральной точкой и предназначен для передачи сигналов измерительной информации приборам измерения, автоматики, защиты, сигнализации и контроля.



Рисунок 11 – Трансформатор напряжения 3×ЗНОЛ-СЭЩ-10

#### 2.3.4 Изоляторы

Необходимые требования к выбору изоляторов:

$$U_H \geq U_{уст.}, \quad (38)$$

$$F_{доп} \geq F_{расч}. \quad (39)$$

«Расчетная нагрузка на изолятор вычисляется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot I_y^2 / H_{из}, \quad (40)$$

где  $K_h$  – поправочный коэффициент на высоту шин;

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

$$K_h = (H_{из} + b + h/2)/H_{из}, \quad (41)$$

где  $b$  – толщина шинодержателя, мм;

$h$  – высота шины, мм» [12].

«Подбираются следующие изоляторы ИОЭЛ 10:

$$F_{доп} = 1,764 \text{ кН},$$

$$U_H = 10 \text{ кВ},$$

$$H_{из} = 120 \text{ мм},$$

$$K_h = \frac{120 + 5 + \frac{100}{2}}{120} = 1,458,$$

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

$$F_{доп} = 1,764 \text{ кН} > F_{расч} = 1,009 \text{ кН} \text{» [12].}$$

Изолятор ИОЭЛ 10 служит в качестве изоляции и крепежа находящихся под напряжением деталей в электроустановках и РУ ПС переменного тока напряжением 10 кВ и частотой 50 Гц. Он показан на рисунке 12.



Рисунок 12 – Изолятор ИОЭЛ 10



### 2.3.5 Выбор трансформаторов на собственные нужды

Мощность ТСН выбирается согласно нагрузкам в соответствии с различными режимами работы ПС, но не более 630 кВА. Принимается нагрузка с.н. 71,3 кВА [16]. Мощность потребителей с.н. невелика, следовательно, они подключаются к электрической сети 380/220 В, питание которой обеспечивается с помощью понижающих трансформаторов. Вид подстанции, мощность трансформаторов, вид используемого электрооборудования определяется в соответствии с тем, какой состав потребителей на с.н. Упрощенные подстанции имеют наименьшее число потребителей. Этими потребителями на подстанции выступают: подогрев привода и баков выключателей, двигатели обдува и освещение подстанции.

Устанавливается два ТСН типа ТСЛ-СЭЩ-63/10.

Трехфазные сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией ТЛС(З)-СЭЩ на напряжение классом 10 кВ. Трансформаторы спроектированы для эксплуатации внутри помещений с умеренным климатом. ТЛС(З)-СЭЩ 10 кВ выпускаются как в открытом варианте со степенью защиты IP00, так и в защитном варианте (с защитным кожухом) по степени защиты IP21, 31.

Аварийный коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{71,3}{63} = 1,13 < 1,4.$$

Перегрузка будет менее допустимой 40 %.

Внешний вид ТСЛ-СЭЩ-63/10 приведен на рисунке 13.

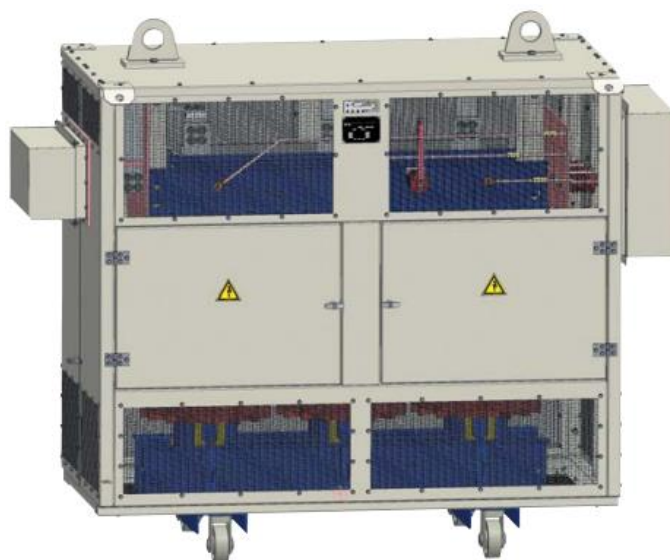


Рисунок 13 – Внешний вид ТСЛ-СЭЩ-63/10

Однолинейная схема ПС после реконструкции представлена в Приложении Б.

#### 2.3.6 Ячейки КРУ

Выбор низковольтного распределительного устройства должен быть согласован с типом ранее выбранного оборудования. В качестве КРУ-10 кВ планируется комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, рассчитанное на прием и распределение электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630-2 000 А.

КРУ серии СЭЩ-63 включает в себя отдельные шкафы двустороннего обслуживания с установленными в них встроенными приборами, измерительными устройствами, релейной защитой, автоматикой, устройствами сигнализации и управления, связанные между собой по основной схеме. Конструктивно шкаф КРУ-СЭЩ-63 содержит четыре отсека: отсек выкатных элементов, вводной отсек, шинный отсек, релейный отсек.

Максимальный ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,2 \text{ А.}$$

Выбираются КРУ-СЭЩ-63 на ток до 630 А на ввод и отходящие линии.  
На рисунке 14 изображен внешний вид КРУ-СЭЩ-63.



Рисунок 14 – Внешний вид КРУ-СЭЩ-63

В таблице 11 представлен перечень комплектующей аппаратуры КРУ-СЭЩ-63.

Таблица 11 - Перечень комплектующей аппаратуры КРУ-СЭЩ-63

Тип ячейки (КРУ – СЭЩ - 63) [20]	
Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6,10

Продолжение таблицы 11

Параметр	Значение
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 25; 31,5; 40
Тип трансформатора тока	ТОЛ, ТШЛ
Тип трансформатора напряжения	НОЛ, ЗНОЛ, 3хЗНОЛ, НАЛИ
Тип выключателя	ВВУ, ВВМ
Трансформатор тока собственных нужд	ТЛС-СЭЩ

Выводы по разделу 2

В соответствии с текущими нагрузками электрической части было выбрано новое электрооборудование, осуществлены контрольные проверки во всех режимах. Разработана схема подстанции после реконструкции в однолинейном исполнении.

Поскольку при разработке системы энергоснабжения сначала необходимо установить электрические нагрузки, в рассмотренном разделе они определялись на основании результатов суточных измерений.

В этом разделе определены места короткого замыкания и сделаны расчеты, т.е. те точки, в которых электрическое оборудование и провода имеют самые негативные воздействия. Расчеты коротких замыканий были сделаны для того, чтобы установить токи, которые будут протекать в максимальном режиме через отрезки этой сети.

Произведен выбор основного оборудования для установки в ОРУ. На стороне высшего напряжения в качестве устройств защиты были приняты современные вакуумные выключатели высокого напряжения марки ВВН-СЭЩ-35.

Все отобранное оборудование прошло проверки на соответствие номинальным параметрам, а также параметры, которые могут возникнуть при аварийных режимах.

### 3 Реконструкция релейной защиты и автоматики

#### 3.1 Выбор и расчет защиты трансформаторов 35/10 кВ

Используемые в рамках проекта микропроцессорные приборы "Сириус-Т", схема которого изображена в Приложении В, а его внешний вид на рисунке 15, представляют собой передовые информационные устройства для обеспечения защиты, регулирования и противоаварийной автоматики и являются комбинированными multifunctionальными средствами, сочетающими в себе множество различных функций по обеспечению защиты, проведению измерений, управлению, автоматизации, локальному и удаленному контролю.



Рисунок 15 – Терминал Сириус-Т

##### 3.1.1 «Дифференциальная защита

###### 1. Проверка ТТ.

###### 1) критерий соответствия по токам:

$$0,1 \cdot I_{\text{НОМ.Т}} < I_{\text{НОМ.ТТ}} < 2,5 \cdot I_{\text{НОМ.Т}}, \quad (42)$$

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

$I_{\text{НОМ.ТТ}}$  – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

Для ТТ 35 кВ и 10 кВ:

$$0,1 \cdot 103,9 < 150 < 2,5 \cdot 103,9 = 259,75 \text{ А},$$

$$0,1 \cdot 363,7 < 600 < 2,5 \cdot 363,7 = 909,25 \text{ А}.$$

ТТ проходят проверку» [1].

2) «по току намагничивания

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (43)$$

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

Базисное сопротивление:

$$X_{\text{б}} = \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{н.т.}}}, \quad (44)$$

$$X_{\text{б}} = \frac{35^2}{6,3} = 194,4 \text{ Ом}.$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot L, \quad (45)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление линии, Ом/км.

$$X_L = 0,406 \cdot 2,7 = 1,096 \text{ Ом.}$$

Сопротивления воздушных линий сводятся к базисным условиям:

$$X_{*Л} = \frac{1,096}{194,4} = 0.0056 \text{ о. е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_L + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (46)$$

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

$$X_* = 0,0056 + 1,1 \cdot 0,15 = 0,171 \text{ о. е.,}$$

$$X = 0,171 \cdot 194,4 = 33,242 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{\text{лин}} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (47)$$

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

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 35 \cdot (1+0,39)}{\sqrt{3} \cdot 33,242} = 1194,95 \text{ А} \gg [21].$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{ампл}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ВН.ТТ}}}, \quad (48)$$

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{1194,95}{\sqrt{2} \cdot 150} = 5,633 < 6,7.$$

Нагрузочное сопротивление ТТ определяется с помощью уравнения:

$$R_{\text{нагр}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}}, \quad (49)$$

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

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

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

$$R_{\text{к}} = \rho \cdot L / S_{\text{к}}, \quad (50)$$

где  $\rho$  – «удельное сопротивление жил, Ом мм<sup>2</sup>/м» [1];

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

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

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

Для ТОГФ-35 для  $R_{\text{нагр}} = 0,64$  Ом:  $K_{10} = 24 \geq 20$  [18]. ТТ проходят проверку.

3) «по отстройке от переходных режимов.

Приведенная предельная кратность для ТТ» [18]:

$$K' = K_{10} \cdot I_{\text{НОМ.ТТ}} / I_{\text{НОМ.Т}} > 20, \quad (51)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{\text{НОМ.Т}} / I_{\text{НОМ.ТТ}} < 24, \quad (52)$$

$$K_{10} = 30 \cdot 103,9 / 150 = 20,78 < 24.$$

Условие выполняется.

2. Выбор типа торможения.



«Самоадаптирующееся торможение возможно использовать, если отношение амплитуды броска тока намагничивания к первичному номинальному току ВН силового трансформатора не превышает 8» [1]:

$$I_{\text{амп}}/I_{\text{ном}} = 1194,95/103,9 = 11,501 > 8.$$

Выбирается традиционное торможение.

3. Ток отсечки:

$$I_{d\text{max}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{ТТ}}, \quad (53)$$

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

$$I_{d\text{max}} \geq 1,4 \cdot 5,633 = 7,886 \text{ A.}$$

$$I_{d\text{max}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{кз.макс}}, \quad (54)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – «коэффициент отстройки» [1];

$K_{\text{НБ}}$  – «коэффициент небаланса» [1].

$$I_{d\text{max}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 15,016 = 12,61 \text{ кА.}$$

### 3.2 Релейная защита фидеров 10 кВ

КЛ 10 кВ защищаются РЗ на основе терминалов Сириус-2Л-02. Схема РЗ – в Приложении Г.

«Функции защиты терминала Сириус-2Л-02, который изображен на рисунке 16:

- дуговая защита;
- МТЗ;
- ТО;
- от обрыва фазы;

- от замыканий на землю (ЗНЗ);
- защита минимального напряжения;
- защита от повышения напряжения;
- возможность подключения газового реле;
- автоматическая частотная разгрузка;
- частотное автоматическое включение;
- контроль наличия напряжения;
- автоматика управления выключателем;
- автоматическое повторное включение линий;
- определение расстояния до места повреждения в линии» [20].

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (55)$$

где  $K_{отс}$  – «коэффициент отстройки» [1].

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (56)$$

где  $I_{р.макс}$  – «расчетный ток КЛ, А» [1].

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (57)$$

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

$n_T$  – «коэффициент трансформации ТТ» [1].



Рисунок 16 – Терминал Сириус-2Л-02

«Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}}, \quad (58)$$

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

$$I_{\text{С.З}} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot k_{\text{Б}} \cdot I_{\text{С}}, \quad (59)$$

где  $k_{\text{ОТС}}$  – коэффициент отстройки;

$k_{\text{Б}}$  – коэффициент броска ёмкостного тока;

$I_{\text{С}}$  – ёмкостный ток присоединения, А;

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (60)$$

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

$L$  – длина линии, км» [1].

Выполняется расчет на примере линии питающей ТП-32. Отстройки для релейной защиты по (55-60):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,0924 = 0,462 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 92,4 = 128,273 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 128,273 \cdot \frac{1}{100/5} = 6,414 \text{ А},$$

$$k_{ч} = \frac{6730}{128,273} = 52,47 \geq 1,5,$$

$$I_C = 1,76 \cdot 1,323 = 2,328 \text{ А},$$

$$I_{C3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 2,328 = 6,984 \text{ А}.$$

Результаты расчетов всех отходящих линий 10 кВ от реконструируемой подстанции представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета для отходящих линий 10 кВ

Линии 10 кВ	$I_{сз}$ ТО, кА	$I_{сз}$ МТЗ, А	Кч	$I_{сз}$ ЗНЗ, А
ТП-32	0,462	128,273	52,47	6,984
ТП-35	0,315	135,219	37,8	4,598
ТП-37	0,769	128,596	32,69	7,896
ТП-38	0,526	113,889	39,89	3,588

### 3.3 Расчет и выбор автоматического ввода резерва на шинах 10 кВ

В качестве устройства защиты на шинах 10 кВ принимается следующее микропроцессорное устройство автоматики "Сириус-АВР", разработанное для

АВР - автоматического ввода резервного питания при аварии в одном из вводов посредством включения секционного выключателя.

Рассчитывается уставка по величине напряжения:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (61)$$
$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 10,5 = 4,2 \text{ кВ.}$$

Первая уставка по времени:

$$t_{ABP1} = t_{CЗ.макс} + \Delta t, \quad (62)$$

где  $t_{CЗ.макс}$  - «максимальное время АВР, 9 с» [18];

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

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

Вторая уставка по напряжению:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ}, \quad (63)$$
$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 10,5 = 7,4 \text{ кВ.}$$

Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зап}, \quad (64)$$

где  $t_{CB}$  - «время включения выключателя, с» [18];

$t_{зап}$  - «запас времени, 0,4 с» [18].

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

Прибор «Сириус-АВР», показанный на рисунке 17, осуществляет управление работой трех автоматических выключателей - это два вводных и

секционный выключатель. В случае исчезновения напряжения на каком-либо из вводов, прибор выключает выключатель соответствующего ввода и включается секционирующий выключатель, подсоединяя потребителей электричества к работающему вводу [4].



Рисунок 17 – Микропроцессорное устройство автоматики Сириус-АВР

Схема АВР на шинах 10 кВ после реконструкции показана на рисунке 18.

Знак	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-10/4.00	1	

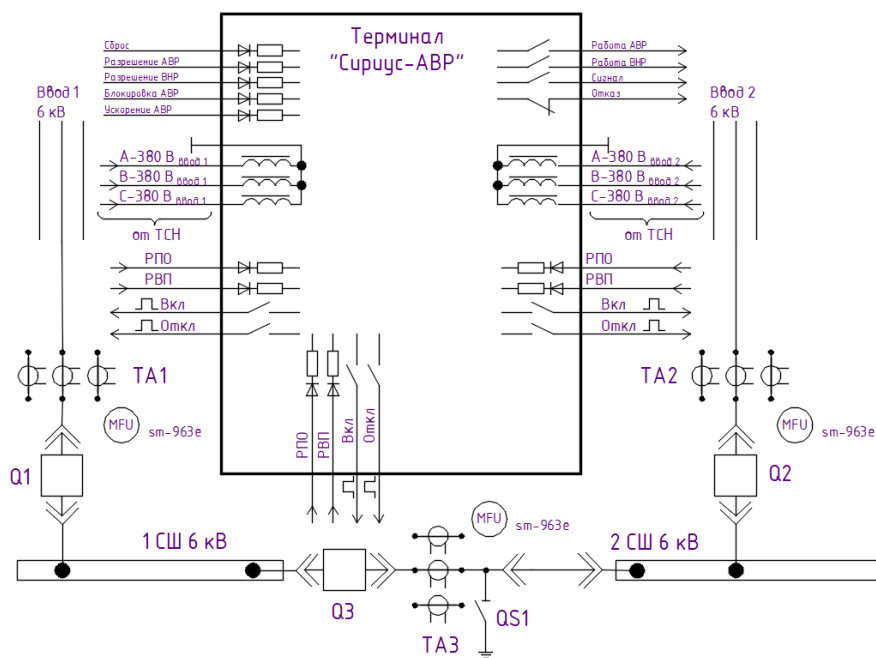


Рисунок 18 – Схема АВР на шинах 10 кВ

### Выводы по разделу 3

Электромеханическая релейная защита полностью замещается микропроцессорной с терминалами линейки Сириус. Главное преимущество этого типа микропроцессорного устройства - его многофункциональность. Прибор не только защищает оборудование, но и измеряет различные электрические величины, которые отражаются на ЖК-дисплее.

Выполнен расчет уставок и построены схемы микропроцессорной релейной защиты.

Выполненное в данном разделе мероприятие по замене электромеханической релейной защиты на микропроцессорную повысит надежность реконструированной подстанции в десятки раз, поэтому перебои в электроснабжении потребителей будут минимальными, что положительно скажется на их технико-экономических показателях.

## Заключение

Выполнена реконструкция подстанции 35/10 кВ «Ленинская». Необходимость реконструкции была обусловлена значительной долей износа и устаревания большей части электрооборудования подстанции.

Реализованы поставленные задачи и затронуты следующие вопросы:

1. Выполнен анализ электротехнической части подстанции, проведено обоснование модернизации. Причины проведения реконструкции:

- значительный износ оборудования, находящегося в эксплуатации с 1956 года, дальнейшая работа которого грозит возникновением аварийных ситуаций со всеми вытекающими отсюда негативными последствиями. Требуется произвести установку нового ЭО;
- большая часть ЭО морально устарела, технические и эксплуатационные показатели не отвечают современным требованиям надежности и безопасности. Требуется внедрение нового и более современного ЭО;
- система релейной защиты и автоматики является также технологически устаревшей и требует модернизации. Необходимо реализовать релейную защиту на базе современных микропроцессорных терминалов;

2. Были определены нагрузки на электрические сети потребителей, проверена допустимая нагрузка на силовые трансформаторы, находящиеся в эксплуатации;

3. Токи короткого замыкания были определены в основных точках;

4. Выбрано и проверено на соблюдение приемлемых параметров электрооборудование;

5. Выбраны микропроцессорные релейные терминалы, определены настройки предполагаемых защит.



## Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2019. 256 с.
2. АО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара". Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-СЭЩ-110 кВ // Официальный сайт производителя оборудования АО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара". 2021. URL: [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/da8/Elektroshchit\\_Katalog\\_KRUE\\_SE\\_SHCH\\_110.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/da8/Elektroshchit_Katalog_KRUE_SE_SHCH_110.pdf) (дата обращения: 05.03.2023).
3. ГОСТ 14209 - 85 (СТ СЭВ 3916 - 82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1): утв. и введ. в действие 01.06.2009 г. - Москва: Стандартинформ, 2019. - 30 с.
4. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. - М.: Солон-Пресс, 2019. 416 с.
5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с..
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2018. 412 с.
7. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2019. 352 с.
8. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Додэка XXI, 2018. 336 с.
9. Мазуркевич В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2: учебно-методическое пособие для практических занятий в 2 ч. Минск: БНТУ, 2017. 62 с.
10. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2019. 376 с.
11. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2022. 648 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания - М.: Энергия, 2018. 69 с.
13. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. – М.: РадиоСофт, 2019. – 328 с.
14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.
15. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС) [Текст] : официальное издание. – М. : Энергоатомиздат, 2021. – 135 с.
16. Твердохлебов К. И. Рекомендации по выбору проектных решений при разработке подстанций 10...500 кВ: Учебное пособие. – Хабаровск 2020. – 205 с.
17. Техническая документация: Электрическая часть ПС 35/10 кВ «Ленинская». – 2022. – 98 с.
18. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - М.: Лань, 2018. 480 с.
19. Хорольский В.Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Форум, Инфра-М, 2019. 128 с.
20. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2020. 216 с.
21. Шалимов, А.С. Повышение надёжности и эффективности функционирования релейной защиты при помощи современной испытательной системы РЕТОМ-51. / А.С. Шалимов и [др.]// Новости в энергетике. – 2012. - № 5.

# Приложение А

## Однолинейная схема ПС до реконструкции

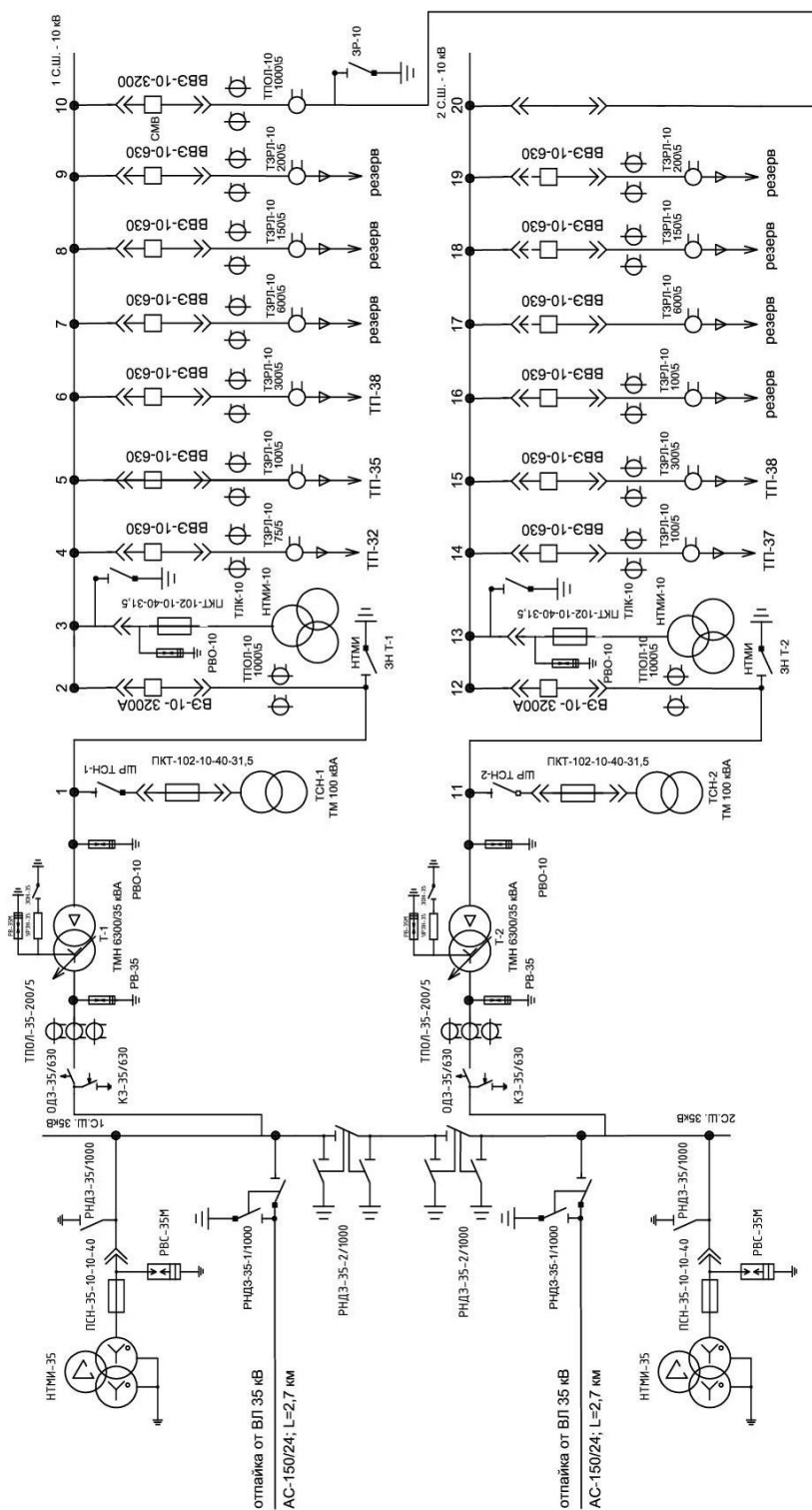


Рисунок А.1 – Однолинейная схема ПС до реконструкции

# Приложение Б

## Однолинейная схема ПС после реконструкции

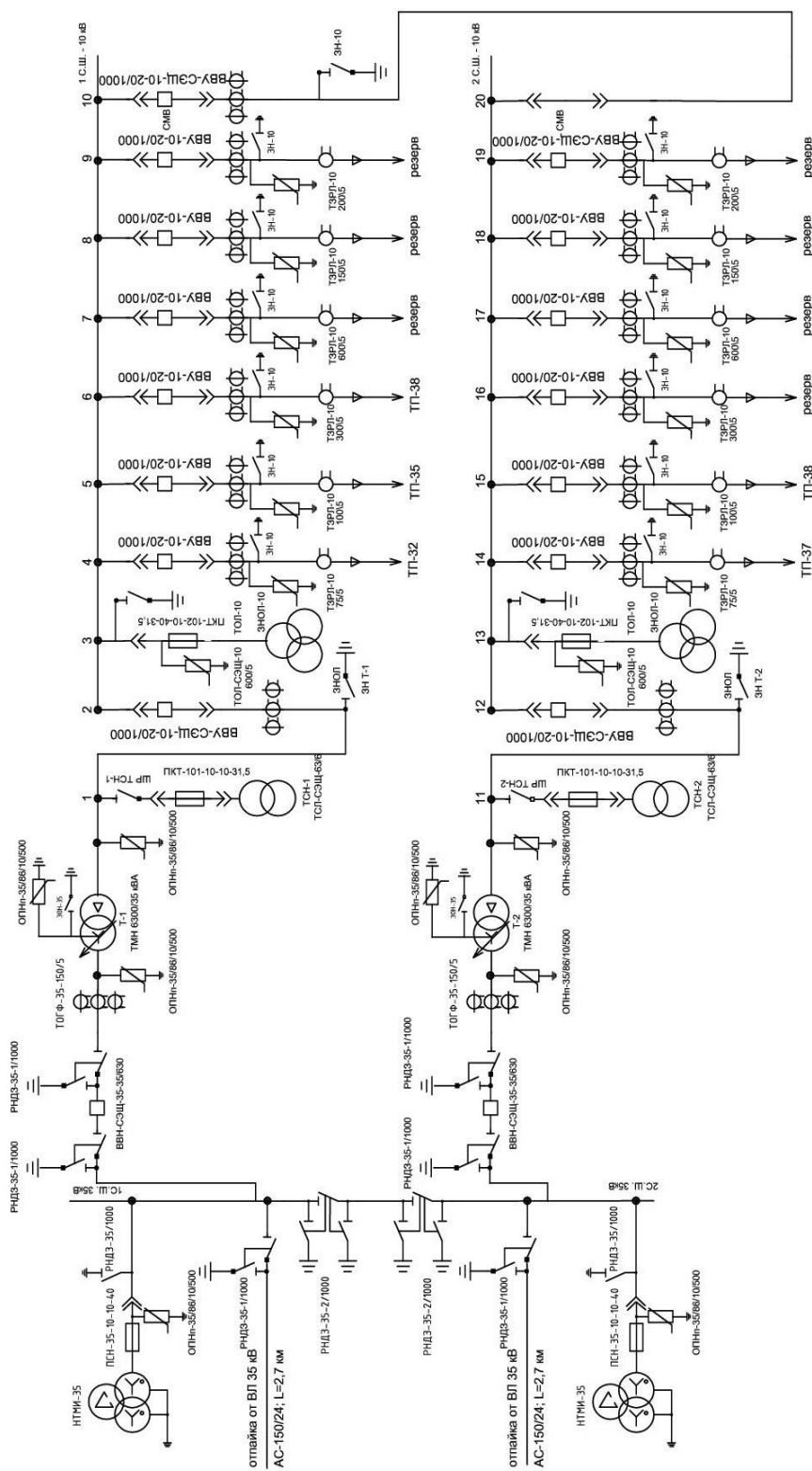


Рисунок Б.1 – Однолинейная схема ПС после реконструкции

## Приложение В

### Схема РЗ трансформаторов

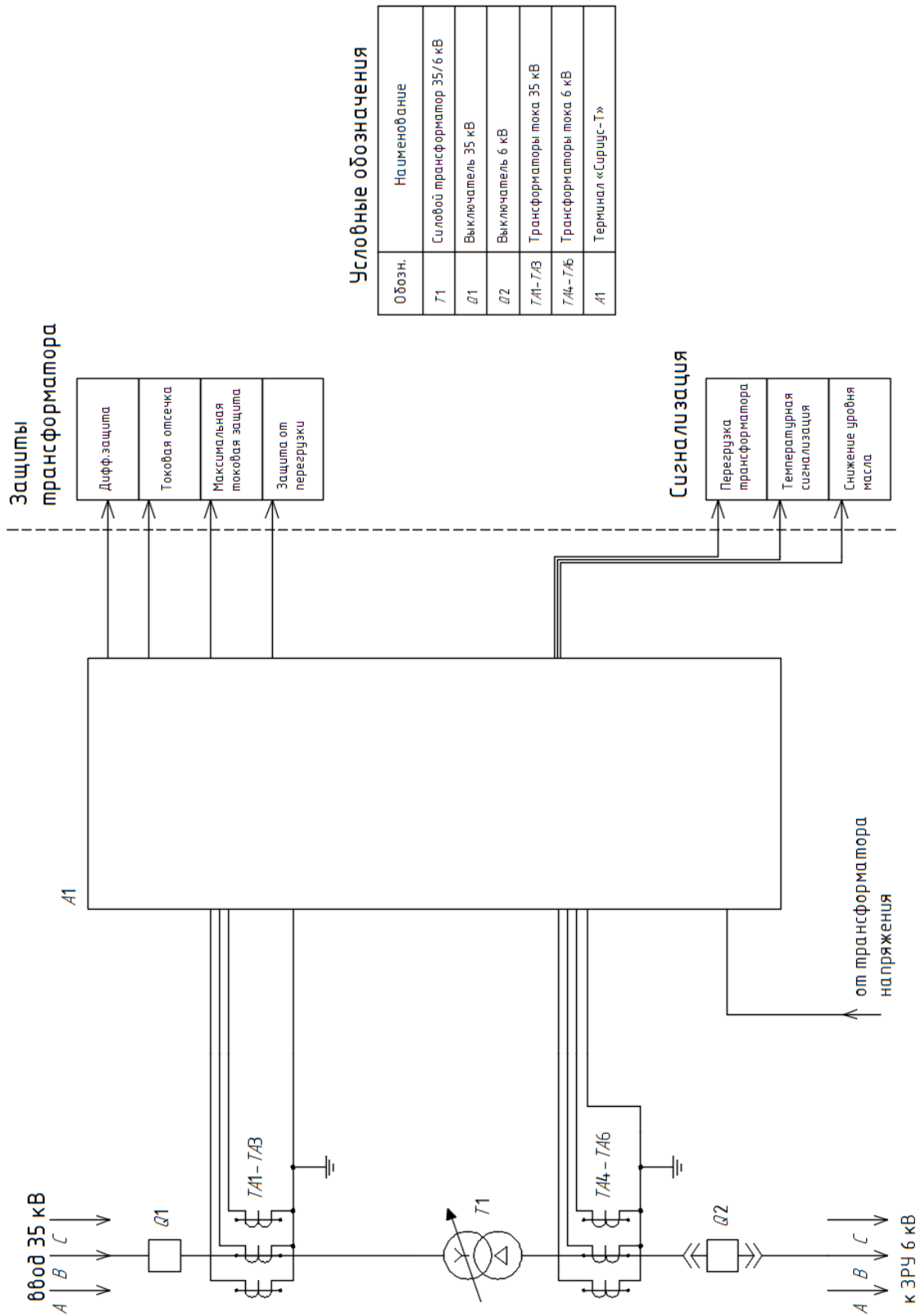


Рисунок В.1 – Схема РЗ трансформаторов

# Приложение Г

## Схема РЗ фидеров 10 кВ

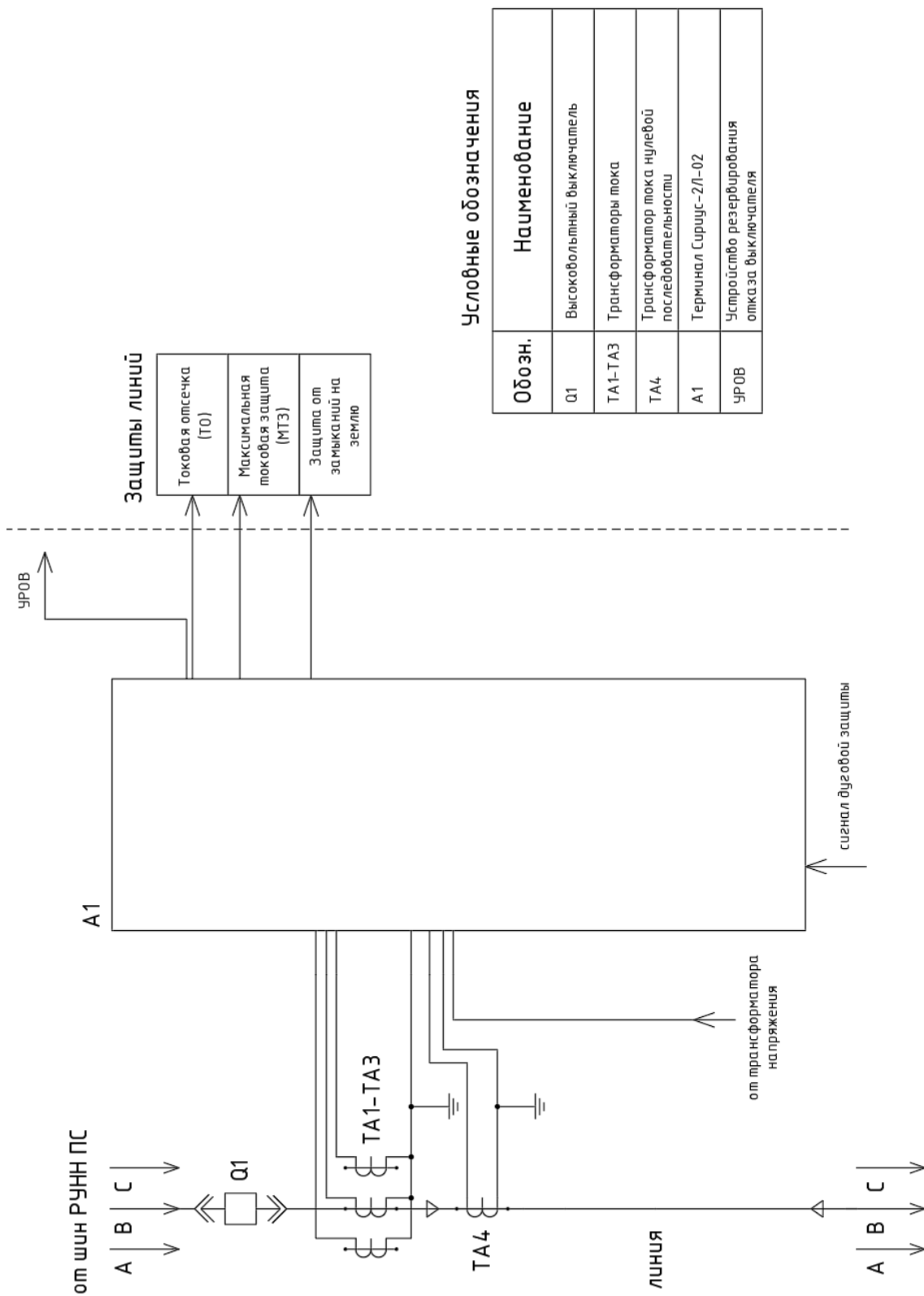


Рисунок Г.1 – Схема РЗ фидеров 10 кВ