

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 подстанции 35/10 кВ МРСК Центра
Воронежэнерго «Средний Икорец»

Студент

С.Г. Поршин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, Кириллова

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

Тольятти 2021

Аннотация

Выпускная квалифицированная работа 44 с., 7 рис., 12 табл., 29 источников.

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

Объект исследования – электрическая часть подстанции 35/10 кВ.

Цель проекта заключается в структурном анализе электрической части ПС «Средний Икорец» 35/10 кВ, выявлении критически важных и иных недостатков; разработке предложений по ее реконструкции для обеспечения ее надлежащего функционирования.

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

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

Abstract

The title of the graduation work is «Reconstruction of the electrical part of the 35/10 kV MRSK substation of the Voronezhenergo Center "Sredny Ikorets"».

The final work consists of an introduction, three chapters, a conclusion, tables, a list of references, including foreign sources, and a graphic part on 6 sheets of A1 format.

The key issue of the thesis is the development of a project for the reconstruction of the electrical part of the substation «Sredny Ikorets». The necessity of reconstruction is justified, a set of measures for reconstruction is proposed, taking into account modern technical and operational requirements for electrical equipment and relay protection equipment of the substation.

The purpose of the work is to develop design and survey works for the reconstruction of the electrical part of the «Sredny Ikorets» substation in accordance with the current modern requirements for reliability, speed and safety of electrical equipment operation.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are: analysis of the current electrical part of the substation «Sredny Ikorets», justification for reconstruction; development of a project for the reconstruction of the electrical part of the substation; reconstruction of relay protection and automation.

Based on the results of the work, a ready-made set of measures for the reconstruction of the electrical part of the substation is proposed. Modern electrical equipment was selected and checked according to acceptable parameters, and the check was carried out in operating and emergency modes.

Summing up, we would like to emphasize that this work is relevant not only in solving the problem of reconstruction of the 35/10 kV MRSK substation of the Voronezhenergo Center «Sredny Ikorets». The results of the work can be used in the development of reconstruction projects and the design of the electrical part of other substations of the corresponding voltage class.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ действующей электрической части ПС «Средний Икорец», обоснование реконструкции	7
1.1 Анализ действующей электрической части ПС «Средний Икорец», остаточного ресурса и степени износа электрооборудования	7
1.2 Обоснование реконструкции электрической части ПС «Средний Икорец»	9
2 Разработка проекта реконструкции электрической части ПС «Средний Икорец»	11
2.1 Определение расчетных нагрузок электрической части ПС «Средний Икорец». Выбор силовых трансформаторов	11
2.2 Расчет токов короткого замыкания	14
2.3 Расчет и выбор основного электрооборудования.....	20
2.4 Выбор оборудования КРУ	30
3 Реконструкция релейной защиты и автоматики	31
3.1 Микропроцессорная релейная защита силовых трансформаторов	31
3.2 Микропроцессорная релейная защита отходящих линий 10 кВ.....	36
3.3 Микропроцессорный автоматический ввод резерва на шинах 10 кВ ...	38
Заключение	40
Список используемых источников.....	41
Приложение А. Действующая однолинейная схема подстанции «Средний Икорец»	44
Приложение Б. Однолинейная схема подстанции «Средний Икорец» после реконструкции	45
Приложение В. Схема релейной защиты силовых трансформаторов ПС «Средний Икорец» после реконструкции.....	46
Приложение Г. Схема релейной защиты отходящих КЛ 10 кВ после реконструкции	47

Введение

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

Актуальность темы заключается в том, что в настоящее время оборудование электрической части подстанции «Средний Икорец» 35/10 кВ предприятия МРСК Центра Воронежэнерго имеет высокую степень износа и технологически устарело. Предприятие несет дополнительные расходы на эксплуатацию, ремонт и обслуживание действующего электрооборудования, также наблюдаются нарушения технологических процессов ввиду недоотпуска электроэнергии потребителям.

Объектом исследования ВКР является подстанция 35/10 кВ МРСК Центра Воронежэнерго «Средний Икорец».

Предметом исследования является оборудование электрической части ПС «Средний Икорец» 35/10 кВ

Цель работы заключается в структурном анализе электрической части ПС «Средний Икорец» 35/10 кВ, выявлении критически важных и иных недостатков; разработке предложений по ее реконструкции для обеспечения ее надлежащего функционирования.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- провести анализ технической документации по действующей электрической части ПС;
- определить расчетные нагрузки электрической части ПС;
- выполнить расчет токов короткого замыкания в ключевых точках электрической сети;
- разработать предложения по реконструкции электрической части ПС, включая релейную защиту и автоматику.

Теоретико-методологической основой исследования являются работы российских авторов в области расчета и выбора оборудования ПС, а так же нормативно - справочная литература. Использовались работы в области проектирования и реконструкции ПС и систем электроснабжения Дубинского Г.Н., Конюховой Е.А., Полуяновича Н.К., Федорова А.А. и других российских авторов .

1 Анализ действующей электрической части ПС «Средний Икорец», обоснование реконструкции

1.1 Анализ действующей электрической части ПС «Средний Икорец», остаточного ресурса и степени износа электрооборудования

Подстанция (ПС) 35/10 кВ «Средний Икорец» относится к Воронежской энергосистеме, принадлежит и обслуживается МРСК Центра Воронеж-энерго [28]. Данная подстанция введена в эксплуатацию в 1981 году. Подстанция запитана по двум ВЛ 35 кВ: двухцепная отпайка от ВЛ 35 кВ ПС 220/110/35/10 кВ «Бобров»-ПС «МЭЗ» 110/35/6 кВ, марка проводов АС-120/19, длина ВЛ 1,5 км. В состав нагрузки входят распределительные ТП 10/0,4 кВ: ТП-66, ТП-71, ТП-650 и ТП-573. В состав нагрузки ТП-650 входят потребители 1, 2 и 3 категорий надежности электроснабжения, поэтому она питается от двух фидеров 10 кВ по двухцепной кабельной линии. Для своевременного ввода резерва питания предусмотрено АВР на основе электромеханических реле. В состав нагрузки ТП-66, ТП-71 и ТП-573 входят потребители только 3 категории надежности электроснабжения, поэтому они питаются по одноцепным кабельным линиям, от отдельных фидеров 10 кВ [16].

Действующая однолинейная схема ПС-35/10 кВ «Средний Икорец» представлена на рисунке А.1 в Приложении А.

Основная часть электрооборудования эксплуатируется с момента ввода ПС в работу в 1981 году. Часть оборудования эксплуатируется с 2014 года: разъединители 35 кВ; короткозамыкатели 35 кВ; трансформаторы напряжения (ТН) 35 кВ; трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП) 10 кВ; предохранители 35 кВ; изоляторы 35 кВ.

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

- масляные выключатели;

- вентильные разрядники;
- трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Требуется обеспечить надлежащий уровень защиты от перенапряжений и безопасности проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования фидеров отходящих линий 10 кВ [4, 11, 12]. Для этого необходимо установить дополнительные ОПН и разъединители с заземлением. Также установка дополнительных ОПН улучшит условия коммутации при отключении нагрузки выключателями 10 кВ ввиду ограничения токов самоиндукции [18]. Замена ТСН на новые, энергоэффективной марки, герметичные, необслуживаемые, позволит сократить потери электроэнергии в ТСН и технико-эксплуатационные расходы.

Проведена оценка степени износа действующего электрооборудования, для чего рассчитан его остаточный ресурс (ОР) согласно выражению [18]:

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

где $T_{ном}$ – «номинальный паспортный ресурс оборудования, лет» [2];

$T_{факт}$ – «фактический ресурс оборудования, лет» [2].

Например, для трансформаторов ТМН-6300/35 ОР составит:

$$T_{ост} = \frac{25 - (2021 - 1981)}{25} \cdot 100 = -60 \%,$$

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

Если расчетное значение ОР составляет менее 30%, считается, что требуется замена оборудования на новое, что обусловлено высокой степенью износа [18]. В данном случае, для всего эксплуатируемого с 1981 года

электрооборудования, расчетное значение ОР отрицательно, следовательно, ОР отсутствует. Таким образом, делается вывод, что подлежит замене ввиду критической степени износа все электрооборудование, кроме его части, которая эксплуатируется с 2014 года: разъединители 35 кВ; короткозамыкатели 35 кВ; ТН 35 кВ; ТТНП 10 кВ; предохранители 35 кВ; изоляторы 35 кВ.

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

1.2 Обоснование реконструкции электрической части ПС «Средний Игорец»

Необходимость реконструкции электрической части ПС «Средний Игорец» обусловлена следующим:

1) критическая степень износа основной части электрооборудования. Реконструкция ПС вызвана необходимостью замены устаревшего и изношенного оборудования новым. Подлежит замене все оборудование, кроме его части, которая эксплуатируется с 2014 года;

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

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

4) требуется обеспечить надлежащий уровень защиты от перенапряжений и безопасности проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования фидеров отходящих линий 10 кВ [4, 11, 12]. Для этого необходимо установить дополнительные ОПН и разъединители с заземлением. Также установка дополнительных ОПН улучшит условия коммутации при отключении нагрузки выключателями 10 кВ ввиду ограничения токов самоиндукции [18]. Необходимо установить дополнительные ТТ для функционирования микропроцессорной РЗ отходящих линий [27].

В процессе проведения реконструкции предлагается замена следующего оборудования:

- масляных выключателей МКП-35 на современные вакуумные серии ВБН-35; –
- масляных выключателей ВМПЭ-10 и ВМП-10 на современные вакуумные серии ВВ/TEL-10;
- вентильных разрядников РВС-35М и РВС-10 на современные ограничители перенапряжения серии ОПН;
- трансформаторов СН ТМ-160/10 на современные, последней энергоэффективной серии ТМГ35;
- изношенных разъединителей РВ-10: секционного и в цепях ОПН и трансформаторов напряжения на аналогичные новые РВ-10;
- изношенных ТТ на новые современные: маслонаполненных ТФЗМ-35 на элегазовые ТРГ-35; ТПОЛ-10 и ТПЛ-10 на ТПЛ-10-М;
- изношенных ТН НТМИ-10 на новые современные НАМИ-10.

Выводы по разделу 1. Проведен анализ действующей электрической части ПС, остаточного ресурса и степени износа электрооборудования. Приведено обоснование реконструкции электрической части ПС, предложены мероприятия по реконструкции.

2 Разработка проекта реконструкции электрической части ПС «Средний Икорец»

2.1 Определение расчетных нагрузок электрической части ПС «Средний Икорец». Выбор силовых трансформаторов

Расчет электрических нагрузок необходим для выбора допустимым параметрам электрооборудования ПС, так как известные величины максимальных электрических нагрузок в местах установки электрооборудования позволяют определить максимальные мощности, токи и прочие параметры, по которым производятся выбор и проверка электрооборудования [17]. Для определения расчетных нагрузок электрической части ПС «Средний Икорец» используются контрольные замеры максимумов нагрузок [6, 7, 8].

Контрольные замеры максимумов нагрузок (летние максимумы), представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Контрольные замеры максимумов нагрузок (летние максимумы)

Т, ч	Итого по ПС			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	2140,10	822,44	2292,69	1027,25	394,77	1100,49	1112,85	427,67	1192,20
1	2184,69	839,58	2340,46	1048,65	403,00	1123,42	1136,04	436,58	1217,04
2	2273,86	873,85	2435,99	1091,45	419,45	1169,27	1182,41	454,40	1266,71
3	2318,44	890,98	2483,75	1112,85	427,67	1192,20	1205,59	463,31	1291,55
4	2585,96	993,79	2770,34	1241,26	477,02	1329,76	1344,70	516,77	1440,58
5	2675,13	1028,05	2865,87	1284,06	493,47	1375,62	1391,07	534,59	1490,25
6	2808,88	1079,46	3009,16	1348,26	518,14	1444,40	1460,62	561,32	1564,76
7	2898,05	1113,73	3104,69	1391,07	534,59	1490,25	1506,99	579,14	1614,44
8	3165,57	1216,53	3391,28	1519,47	583,93	1627,81	1646,09	632,60	1763,46
9	3254,74	1250,80	3486,81	1562,27	600,38	1673,67	1692,46	650,42	1813,14
10	3522,25	1353,60	3773,39	1690,68	649,73	1811,23	1831,57	703,87	1962,16
11	3923,52	1507,81	4203,27	1883,29	723,75	2017,57	2040,23	784,06	2185,70

Продолжение таблицы 1

Т, ч	Итого по ПС			Трансф. Т-1			Трансф. Т-2		
	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
12	4101,86	1576,35	4394,33	1968,89	756,65	2109,28	2132,97	819,70	2285,05
13	4146,45	1593,48	4442,10	1990,29	764,87	2132,21	2156,15	828,61	2309,89
14	4191,03	1610,62	4489,86	2011,70	773,10	2155,13	2179,34	837,52	2334,73
15	4191,03	1610,62	4489,86	2011,70	773,10	2155,13	2179,34	837,52	2334,73
16	4235,62	1627,75	4537,62	2033,10	781,32	2178,06	2202,52	846,43	2359,56
17	4280,20	1644,89	4585,39	2054,50	789,55	2200,99	2225,71	855,34	2384,40
18	4458,55	1713,42	4776,45	2140,10	822,44	2292,69	2318,44	890,98	2483,75
19	4413,96	1696,29	4728,68	2118,70	814,22	2269,77	2295,26	882,07	2458,91
20	4324,79	1662,02	4633,15	2075,90	797,77	2223,91	2248,89	864,25	2409,24
21	3210,15	1233,67	3439,04	1540,87	592,16	1650,74	1669,28	641,51	1788,30
22	2630,54	1010,92	2818,10	1262,66	485,24	1352,69	1367,88	525,68	1465,41
23	2273,86	873,85	2435,99	1091,45	419,45	1169,27	1182,41	454,40	1266,71
24	2140,10	822,44	2292,69	1027,25	394,77	1100,49	1112,85	427,67	1192,20

Суточные летние нагрузки ПС в графической форме представлены на рисунке 1.

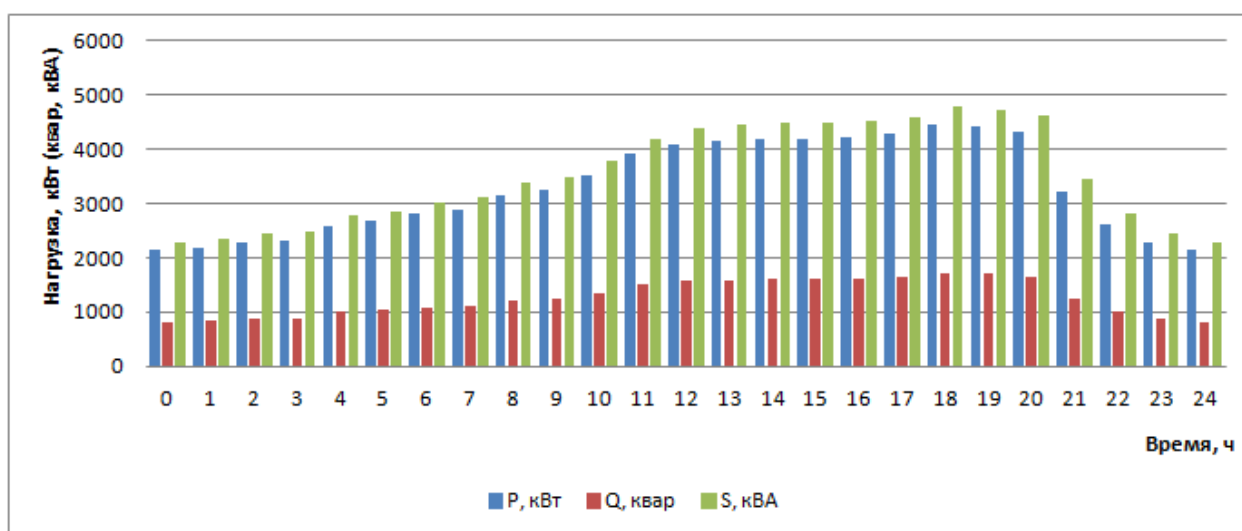


Рисунок 1 – Суточные летние нагрузки ПС в графической форме

Контрольные замеры максимумов нагрузок (зимние максимумы), представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Контрольные замеры максимумов нагрузок (зимние максимумы)

Т, ч	Итого по ПС			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	2866,21	963,80	3023,91	1375,78	462,62	1451,48	1490,43	501,18	1572,44
1	2993,59	1006,64	3158,31	1436,93	483,19	1515,99	1556,67	523,45	1642,32
2	3248,37	1092,31	3427,10	1559,22	524,31	1645,01	1689,15	568,00	1782,09
3	3312,06	1113,73	3494,30	1589,79	534,59	1677,26	1722,27	579,14	1817,04
4	3694,22	1242,23	3897,49	1773,23	596,27	1870,79	1921,00	645,96	2026,69
5	3821,61	1285,07	4031,89	1834,37	616,83	1935,31	1987,24	668,24	2096,58
6	4012,69	1349,32	4233,48	1926,09	647,67	2032,07	2086,60	701,65	2201,41
7	4076,38	1370,74	4300,68	1956,66	657,95	2064,33	2119,72	712,78	2236,35
8	4522,24	1520,66	4771,06	2170,67	729,92	2290,11	2351,56	790,75	2480,95
9	4649,63	1563,50	4905,46	2231,82	750,48	2354,62	2417,81	813,02	2550,84
10	5031,79	1692,01	5308,65	2415,26	812,16	2548,15	2616,53	879,84	2760,50
11	6050,88	2034,69	6383,82	2904,42	976,65	3064,23	3146,46	1058,04	3319,59
12	5859,80	1970,44	6182,22	2812,70	945,81	2967,47	3047,10	1024,63	3214,76
13	5732,42	1927,60	6047,83	2751,56	925,25	2902,96	2980,86	1002,35	3144,87
14	5668,72	1906,18	5980,63	2720,99	914,97	2870,70	2947,74	991,22	3109,93
15	5796,11	1949,02	6115,03	2782,13	935,53	2935,21	3013,98	1013,49	3179,81
16	5923,50	1991,86	6249,42	2843,28	956,09	2999,72	3080,22	1035,76	3249,70
17	5987,19	2013,27	6316,62	2873,85	966,37	3031,98	3113,34	1046,90	3284,64
18	6050,88	2034,69	6383,82	2904,42	976,65	3064,23	3146,46	1058,04	3319,59
19	6241,96	2098,94	6585,41	2996,14	1007,49	3161,00	3245,82	1091,45	3424,41
20	6369,35	2141,78	6719,81	3057,29	1028,05	3225,51	3312,06	1113,73	3494,30
21	4585,93	1542,08	4838,26	2201,25	740,20	2322,37	2384,68	801,88	2515,90
22	3757,92	1263,65	3964,69	1803,80	606,55	1903,05	1954,12	657,10	2061,64
23	3248,37	1092,31	3427,10	1559,22	524,31	1645,01	1689,15	568,00	1782,09
24	2866,21	963,80	3023,91	1375,78	462,62	1451,48	1490,43	501,18	1572,44

Суточные зимние нагрузки ПС в графической форме представлены на рисунке 2.

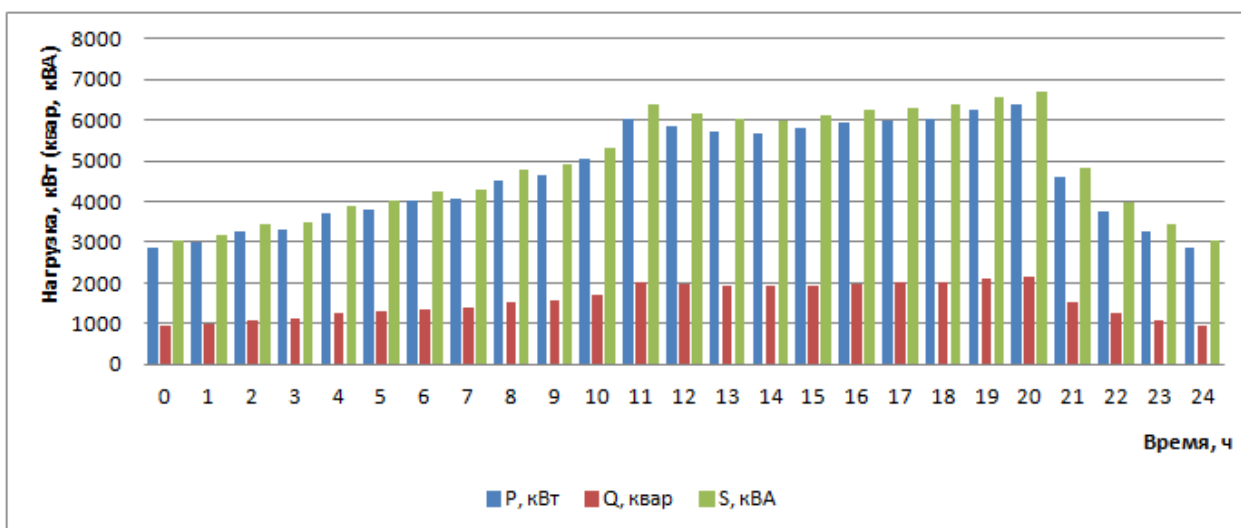


Рисунок 2 – Суточные зимние нагрузки ПС в графической форме

Наибольшие нагрузки отмечаются зимой в 20.00, следовательно, принимаются расчетные нагрузки:

$$P_{max} = 6369,35 \text{ кВт}; Q_{max} = 2141,78 \text{ квар}; S_{max} = 6719,81 \text{ кВА}.$$

Трансформаторы выбираются по мощности согласно условию:

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

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

$$S_m \geq 0,7 \cdot 6719,81 = 4703,9 \text{ кВА};$$

$$S_m = 6300 \text{ кВА} \geq 4703,9 \text{ кВА}.$$

Принимаются к установке два трансформатора марки ТМН-6300/35.

2.2 Расчет токов короткого замыкания

Результаты расчетов токов КЗ используются для выбора и проверки по коммутационной способности, термической и электродинамической

стойкости и т.д. электрооборудования, а также расчета уставок РЗ [19].
 Расчетная схема и схема замещения показаны на рисунке 3.

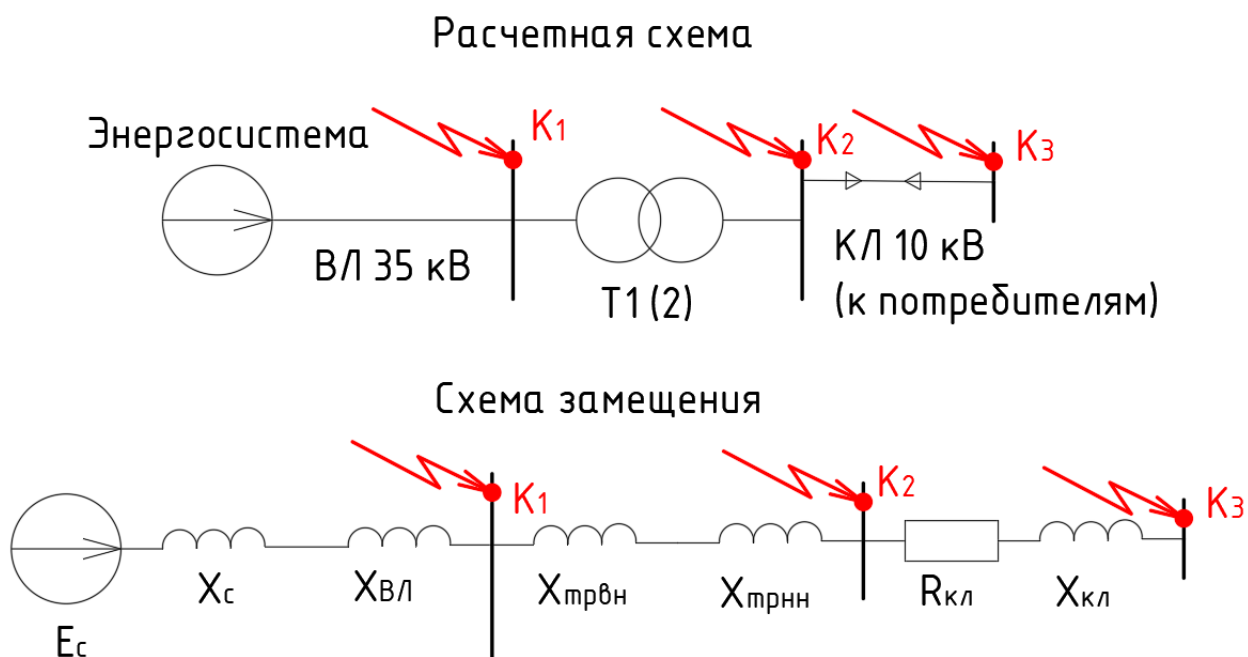


Рисунок 3 – Расчетная схема и схема замещения

Токи КЗ определяются согласно РД [13].

«Периодическая составляющая тока КЗ рассчитывается по формуле» [12]:

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

где E_c – «напряжение короткого замыкания, кВ» [13];

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

«Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле» [13]:

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

где T_a – «постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (для сети 35 кВ $T_a = 0,06$ с; для сети 10 кВ $T_a = 0,07$ с; для сети до 1 кВ $T_a = 0,09$ с)» [25].

«Ударный ток КЗ рассчитывается по формуле» [13]:

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

«Действующее значение ударного тока КЗ вычисляется по формуле» [13]:

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

«Ток двухфазного КЗ вычисляется по формуле» [13]:

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

«Ток однофазного КЗ вычисляется по формуле» [13]:

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

«Наибольшее значение аperiodической составляющей тока КЗ вычисляется по формуле» [13]:

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

где τ – «наименьшее время КЗ, с» [13].

$$\tau = t_{3\min} + t_{CB}, \quad (10)$$

где $t_{3\min}$ – «наименьшее время срабатывания РЗ, 0,01 с» [1];

t_{CB} – «собственное время отключения выключателя 35 кВ, с» [1].

«Полный ток КЗ вычисляется по формуле» [13]:

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

«Сопротивление силовых трансформаторов ПС по стороне ВН вычисляется по формуле» [13]:

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

где U_{κ} – «напряжение КЗ трансформатора (согласно паспорту), %» [13];

U_H – «напряжение обмотки ВН, кВ» [13];

S_{HT} – «номинальная мощность трансформатора, МВА» [13].

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

«Сопротивление силовых трансформаторов ПС по стороне НН вычисляется по формуле» [13]:

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

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

«Сопротивление ВЛ 35 кВ до рассматриваемой ПС вычисляется по формуле» [13]:

$$X_{лЭП} = x_o \cdot L \quad (14)$$

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

L – длина ВЛ, км.

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

«Сопротивление питающей энергосистемы вычисляется по формуле» [13]:

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

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

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

Пример расчета токов КЗ на ОРУ 35 кВ (точка К1), согласно формулам (3-11):

$$I_{к1}'' = 35 / (\sqrt{3} \cdot (0,189 + 1,458)) = 9,628 \text{ кА}$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,61,$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 9,628 = 21,919 \text{ кА}$$

$$I_{y1} = 9,628 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 14,741 \text{ кА}$$

$$I_{к1}^{(2)} = (\sqrt{3} / 2) \cdot 9,628 = 8,338 \text{ кА}$$

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

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

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

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

Расчеты для точки К2 (шины 10 кВ) аналогичны, результаты показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	I", кА	i _y , кА	I _y , кА	I ⁽²⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I _{от} , кА	I _п , кА
К1	9,628	21,919	14,741	8,338	5,295	2,744	12,372
К2	6,877	15,656	10,529	5,956	3,782	1,960	8,837

Параметры КЛ 10 кВ от ПС к потребителям показаны в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры КЛ 10 кВ от ПС к потребителям

КЛ 10 кВ, № фидера	Цепей, шт	Длина, км	Кабель	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	I _p , А	I _{max} , А
ТП-66	1	1,418	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,462	0,118	0,477	72,6	72,6
ТП-71	1	1,256	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,409	0,104	0,423	81,5	81,5
ТП-650	2	2,014	ААБ-3х185	0,167	0,077	0,336	0,155	0,370	135,4	270,8
ТП-573	1	1,496	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,488	0,124	0,503	92,2	92,2

Расчет токов КЗ в конце КЛ 10 кВ от ПС (точка КЗ) к потребителям аналогичен, результаты показаны в табл. 5.

Таблица 5 – Токи КЗ в конце КЛ 10 кВ от ПС к потребителям

КЛ 10 кВ, № фидера	I'' , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
ТП-66	6,312	5,466	3,472
ТП-71	6,359	5,507	3,497
ТП-650	6,404	5,546	3,522
ТП-573	6,290	5,447	3,460

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

2.3 Расчет и выбор основного электрооборудования

2.3.1 Выбор высоковольтных выключателей

«Условия выбора выключателей» [5]:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ};$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ.}$$

$$I_{ном.откл} \geq I_k, \text{ кА}$$

где $I_{ном.откл}$ – «номинальный ток отключения выключателя, кА» [5];

I_k – «ток трехфазного КЗ, кА» [5].

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА}$$

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

[5].

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

где I_m – «предельный ток термической стойкости, кА» [5];

t_m – «время протекания тока термической стойкости, с» [5];

B_k – «тепловой импульс тока КЗ, вычисляемый по формуле» [5]:

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

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

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

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

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

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

Выключатели 35 кВ.

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

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

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

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

Принимаем к установке современные выключатели ВВН-35/630, проверка сведена в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка выключателей 35 кВ

Паспортные данные	Данные в месте установки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 145,5 \text{ А}$
$I_{н.откл.} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н(0)} = 9,628 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_K = 9,628^2 \cdot 3 = 278,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 21,9 \text{ кА}$

Выключатели подходят по всем параметрам. Таким образом предлагается замена масляных выключателей МКП-35/630 на вакуумные ВВН-35/630.

Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

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

$$I_{\text{макс}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,238 \text{ A}$$

Принимаем к установке на вводах РУ 10 кВ (фидерах) современные выключатели ВВ/TEL-10/630, проверка сведена в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка выключателей 10 кВ

Паспортные данные	Данные в месте установки (ввод, секц. перемычка)	Данные в месте установки (фидеры)
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ A}$	$I_{\text{р.макс}} = 509,2 \text{ A}$	$I_{\text{р.макс}} = 72,6 \dots 135,4 \text{ A}$
$I_{\text{н.откл.}} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{\text{п(0)}} = 6,877 \text{ кА}$	$I_{\text{п(0)}} = 6,877 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 6,877^2 \cdot 3 = 141,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 6,877^2 \cdot 3 = 141,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 20,0 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 15,656 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 15,656 \text{ кА}$

Выключатели подходят по всем параметрам. Таким образом предлагается замена масляных выключателей ВМПЭ- 10-3200 (ВМП- 10-630) на вакуумные ВВ/TEL-10/630.

2.3.2 Выбор разъединителей и ограничителей перенапряжения

«Условия выбора разъединителей» [5]:

$$U_{\text{н.ап.}} \geq U_{\text{н.уст.}}$$

$$I_{н.анп.} \geq I_{раб.мах.}$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq BK$$

$$i_{дин} \geq i_y.$$

Принимаем к установке современные разъединители РВ-10/630 на секционной перемычке и РВ-10/400 в цепях ОПН и трансформаторов напряжения, проверка сведена в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка разъединителей 10 кВ

Паспортные данные	Данные в месте установки (секц. перемычка)	Данные в месте установки (цепи ОПН и ТН)
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 630 (400) \text{ А}$	$I_{р.мах} = 509,2 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 72,6...270,8 \text{ А}$
$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$BK = 6,877^2 \cdot 3 = 141,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$BK = 6,877^2 \cdot 3 = 141,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y = 15,656 \text{ кА}$	$i_y = 15,656 \text{ кА}$

Разъединители подходят по всем параметрам. Таким образом предлагается замена изношенного секционного разъединителя РВ-10-1600 на новый РВ-10-630; замена изношенных разъединителей РВ-10-630 в цепях ОПН и трансформаторов напряжения на новые РВ-10-400.

Выбор и проверка ОПН.

Принимаем к установке современные ОПНп-35, проверку сведем в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка ОПН 35 кВ

Паспортные данные	Данные в месте установки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 9

Паспортные данные	Данные в месте установки
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_{\text{к}} = 9,628^2 \cdot 3 = 278,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 21,9 \text{ кА}$

Для обеспечения надлежащего уровня защиты от перенапряжений на шинах 10 кВ и отходящих фидерах устанавливаем ОПНп-10 [14, 15]. Также установка дополнительных ОПН на отходящих фидерах улучшит условия коммутации при отключении нагрузки выключателями 10 кВ ввиду ограничения токов самоиндукции [26], проверку сведем в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка ОПН 10 кВ

Паспортные данные	Данные в месте установки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_{\text{к}} = 6,877^2 \cdot 3 = 141,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 15,656 \text{ кА}$

Таким образом предлагается замена вентильных разрядников на современные ограничители перенапряжения: РВС-35М заменяются на ОПНп-35, РВС-10 заменяется на ОПНп-10.

2.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока и напряжения

«Условия выбора трансформаторов тока» [20]:

$$U_{\text{н.анн.}} \geq U_{\text{н.уст.}}$$

$$I_{\text{1н.}} \geq I_{\text{раб.мах.}}$$

$$Z_{\text{н}} \geq Z_{\Sigma}$$

- «проверка на термическую стойкость согласно выражению» [5]:

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

где $\kappa_{тер.}$ – «кратность термической стойкости» [5],

$I_{1н.}$ – «номинальный ток первичной обмотки, кА» [5].

- «проверка на динамическую стойкость согласно выражению» [5]:

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

где $\kappa_{эд}$ – «кратность динамической стойкости» [5].

Выбор и проверка ТТ 35 кВ.

Вторичные токи действующих трансформаторов тока избыточны и не соответствуют рабочим и максимальным токам силовых трансформаторов и линий к потребителям 10 кВ. Это обуславливает повышенную погрешность ТТ [22]. Для нормальной работы микропроцессорной РЗ потребуется замена ТТ на новые, с номинальными токами вторичных обмоток, соответствующими рабочим и максимальным токам силовых трансформаторов и линий к потребителям 10 кВ [29].

Предполагается замена изношенных маслонаполненных ТТ 35 кВ на новые ТТ современного типа – элегазовые. Преимущества элегазовых ТТ перед маслонаполненными [23, 24]:

- минимальное техническое обслуживание;
- повышенная взрыво- и пожаробезопасность;
- увеличенный номинальный срок службы (35 лет вместо 25 лет);
- компактность, меньшая масса, меньший шум при работе;
- сниженные технико-эксплуатационные расходы [10];
- высокая экологичность, минимализация ущерба окружающей среде.

Принимаем к установке современные элегазовые ТТ серии ТРГ-35, далее выполним их проверку.

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

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

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

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

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

где $Z_{приб.}$ – «сопротивление последовательно включенных приборов вторичной нагрузки, Ом» [5];

$Z_{пров.}$ – «сопротивление соединительных проводов, Ом» [5].

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

где $l_{пров.}$ – «длина проводов, м» [5];

ρ – «удельное сопротивление проводов, Ом·мм²/м» [5];

$s_{пров.}$ – «сечение проводов, мм²» [5];

$Z_{конт.}$ – «сопротивление контактных соединений, принимаем 0,1 Ом» [5].

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

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

[5].

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

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

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

Предельная кратность для данного сопротивления вторичной нагрузки составляет 22,1 [21]. Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Выбор и проверка ТТ 10 кВ.

Принимаем к установке на вводах РУ 10 кВ (фидерах) современные ТТ серии ТПЛ-10М. Устанавливаем трансформаторы тока ТПЛ-10-М/600 (на вводах Т1,Т2); ТПЛ-10-М/100..300 (на фидерах).

Проверка ТТ 10 кВ по всем параметрам выполняется аналогично:

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

$$I_{\text{ин.}} = 600 \text{ (100..300)} \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 509,2 \text{ (72,6..270,8)} \text{ А.}$$

$$(60 \cdot 0,6)^2 \cdot 3 = 3888 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 6,877 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

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

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

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

Предельная кратность для данного сопротивления вторичной нагрузки составляет 23,5 [21]. Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Таким образом предлагается замена ТТ: ТФЗМ-35-200/5 на новые современные элегазовые ТРГ-35-150/5; ТПОЛ-10/100 на ТПЛ-10-М/600; ТПЛ-10/150..400 на ТПЛ-10-М/75..300.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

«Условия выбора трансформаторов напряжения» [5]:

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$$

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

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

Суммарная нагрузка составляет 43 ВА [16] и меньше предельно допустимой 200 ВА.

Таким образом предлагается замена ТН НТМИ-10 на новые современные НАМИ-10-95.

2.3.4 Выбор и проверка изоляторов

«Условия выбора изоляторов» [5]:

$$U_H \geq U_{уст.}$$

$$F_{дон} \geq F_{расч}$$

«Расчетная нагрузка на изолятор вычисляется по формуле» [5]:

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

где K_h – «поправочный коэффициент на высоту шин» [5];

$H_{из}$ – «высота опорного изолятора, м» [5].

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

где b – «толщина шинодержателя, мм» [5];

h – «высота шины, мм» [5].

Выбираются современные полимерные изоляторы ИОЭЛ 10.

$$F_{дон} = 1,764 \text{ кН};$$

$$U_H = 10 \text{ кВ};$$

$$H_{из} = 120 \text{ мм.}$$

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

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

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

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

2.3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для выбора мощности ТСН необходимо рассчитать нагрузку собственных нужд, расчет проведен в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет нагрузки СН

Нагрузка	Руст, кВт			cosφ	tgφ	Q, квар
	На ед.	Число оборуд.	Р, кВт			
РПН	3,3	2	6,6	0,95	0,33	6,6
Обогрев ОРУ	0,6	12	7,2	1	0,00	7,2
ЗРУ-10 кВ	7	-	7	0,97	0,25	7
Освещение ОРУ	10	-	10	0,75	0,88	10
Связь, телемеханика	8,7	-	8,7	0,85	0,62	8,7
Маслохозяйство	25	-	25	1	0,00	25
Всего			64,5			18,13

Нагрузка СН для двух ТСН:

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

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{64,5^2 + 18,13^2} / 2 = 33,5 \text{ кВА}$$

Выбираем энергоэффективные ТСН марки ТМГ35-63/10. Аварийный коэффициент загрузки ТСН составит:

$$K_z = \frac{2 \cdot 33,5}{63} = 1,06 < 1,4$$

То есть перегрузка ТСН будет 6 %, что меньше предельно допустимой 40 % [12].

Таким образом предлагается замена ТСН ТМ-100/10 на новые современные энергоэффективные ТМГ35-63/10.

2.4 Выбор оборудования КРУ

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

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

Для вводных и секционной ячеек выбираются КРУ К-132/630.

На фидерах 10 кВ максимальный ток, согласно таблице 4 составляет 270,8 А [16]. Для фидерных ячеек выбираются КРУ К-132/630.

Однолинейная схема подстанции «Средний Икорец» после реконструкции представлена на рисунке Б.1 в Приложении Б.

Выводы по разделу 2. В соответствии с актуальными нагрузками ПС выбрано современное электрооборудование, проведена его проверка в рабочих и аварийных режимах. Составлена однолинейная схема ПС после реконструкции.

3 Реконструкция релейной защиты и автоматики

3.1 Микропроцессорная релейная защита силовых трансформаторов

Для обеспечения релейной защиты (РЗ) силовых трансформаторов используем современные микропроцессорные терминалы серии «Сириус-Т». Схема РЗ силовых трансформаторов приведена на рисунке В.1 в Приложении В.

3.1.1 Продольная дифференциальная защита

1. Проверка ТТ.

1) условие пригодности ТТ по токам:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (27)$$

где $I_{НОМ.Т}$ – «номинальный ток ВН силового трансформатора, А» [1];

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

Для ТТ 35 кВ:

$$0,1 \cdot 103,926 < 150 < 2,5 \cdot 103,926 = 259,8 \text{ А}$$

Для ТТ 10 кВ:

$$0,1 \cdot 363,741 < 600 < 2,5 \cdot 363,741 = 909,4 \text{ А}$$

ТТ проходят проверку.

2) по току намагничивания

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (28)$$

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

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (29)$$

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

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (30)$$

где x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км.

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

Приводим сопротивление ВЛ к базисным условиям:

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

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (31)$$

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

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

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

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (32)$$

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

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

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (33)$$

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

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

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (34)$$

где R_{κ} – «сопротивление контрольного кабеля, Ом» [1];

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

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

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (35)$$

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

S_{κ} – сечение жил, мм².

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

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

Для ТРГ-35 для $R_{нагр} = 0,64$ Ом: $K_{10} = 24 \geq 20$ [1]. ТТ проходят проверку.

3) по отстройке от переходных режимов.

Приведенная предельная кратность для ТТ:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (36)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (37)$$

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

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].

$$I_{амп} / I_{ном} = 1110,79 / 103,926 = 10,688 > 8$$

Используется традиционное торможение.

3. Наименьший ток срабатывания:

$$I_{сз} > 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рез}}{1 - \Delta U_{рез}} + 0,02 \right), \quad (38)$$

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

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

ΔU_{pez} – диапазон РПН, %.

$$I_{C3} > 1,1 \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1-0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

4. Крутизна первого участка торможения:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (39)$$

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

5. Точка изменения тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (40)$$

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

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{omc} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (41)$$

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

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

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 103,926 \cdot 5 = 571,594 \text{ А}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{571,594^4} = 41,45$$

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

7. Ток отсечки.

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (42)$$

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

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

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (43)$$

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

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

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

3.1.2 Газовая защита

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

3.2 Микропроцессорная релейная защита отходящих линий 10 кВ

Защита КЛ 10 кВ обеспечивается терминалами «Сириус-2Л-02». Схема РЗ отходящих линий 10 кВ приведена на рисунке Г.1 в Приложении Г.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{СЗ} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (44)$$

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

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.\text{макс}} , \quad (45)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (46)$$

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

n_T – «коэффициент трансформации ТТ» [1].

«Коэффициент чувствительности защиты» [1]:

$$k_{\psi} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (47)$$

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

$$I_{C3} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (48)$$

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

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

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

$$I_C = I_{CO} \cdot L \cdot m , \quad (49)$$

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

L – длина линии, км;

m – «число проводов на фазу, шт» [1].

Пример расчета для фидера ТП-66. Уставки РЗ, по формулам (44-48):

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

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

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{5466}{100,786} = 54,2 \geq 1,5$$

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

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

Для всех фидеров 10 кВ уставки РЗ выбираются так же, результаты показаны в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет РЗ линий 10 кВ

Фидеры 10 кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{сз ТО}$, кА	$I_{макс}$, А	$I_{сз МТЗ}$, А	$I_{ср МТЗ}$, А	$K_{\text{ч}}(МТЗ)$	I_c , А	$I_{сз ЗНЗ}$, А
ТП-66	0,073	0,363	72,6	100,786	6,719	54,2	1,475	4,424
ТП-71	0,082	0,408	81,5	113,141	5,657	48,7	1,306	3,919
ТП-650	0,135	0,677	270,8	375,934	6,266	14,8	2,961	8,882
ТП-573	0,092	0,461	92,2	127,995	6,400	42,6	1,556	4,668

3.3 Микропроцессорный автоматический ввод резерва на шинах 10 кВ

Микропроцессорный АВР на шинах ЗРУ 10 кВ выполняется на терминале Сириус-АВР. Первая уставка по напряжению:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (50)$$

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

Первая уставка по времени:

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

где $t_{CЗ.макс}$ – максимальное время АВР, 9 с [1];

Δt – выдержка для селективности, с [9].

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

Вторая уставка по напряжению:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (52)$$

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

Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (53)$$

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

$t_{зан}$ – запас времени, 0,4 с [9].

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

Выводы по разделу 3. Действующая электромеханическая РЗ будет заменена на современную микропроцессорную. РЗ будет обеспечиваться терминалами серии Сириус, рассчитаны уставки защит. Составлены схемы микропроцессорной РЗ.

Заключение

Произведена разработка проекта реконструкции ПС «Средний Икорец» 35/10 кВ предприятия МРСК Центра Воронежэнерго. Рассмотрены следующие вопросы и решены следующие задачи:

- проведен анализ действующей электрической схемы ПС и действующего электрооборудования;
- проанализирована техническая документация по действующему электрооборудованию;
- разработан комплекс мероприятий по реконструкции ПС. Для замены технологически устаревшего и изношенного оборудования выбраны новые современные аналоги;
- определены токи короткого замыкания в ключевых точках электрической сети;
- выбрано и проверено по допустимым параметрам новое современное электрооборудование для замены технологически устаревшего и изношенного действующего. Проверка оборудования по допустимым параметрам выполнена в рабочих и аварийных режимах;
- рассмотрены вопросы реконструкции релейной защиты и автоматики ПС путем замены электромеханической РЗА на современную микропроцессорную, имеющую показатели надежности и быстродействия, соответствующие актуальным требованиям. Выбраны современные средства микропроцессорной РЗ (микропроцессорные терминалы серии «Сириус»), выбраны уставки предусмотренных видов защит.

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

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2017. 256 с.
2. ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Энергия, 2018. 66 с.
3. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Энергия, 2018. 39 с.
4. Гуревич Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич. – Москва: Торус Пресс, 2019. – 408 с.
5. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. - М.: Солон-Пресс, 2017. 416 с.
6. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2017. 352 с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2016. 412 с.
8. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Додэка XXI, 2016. 336 с.
9. Миллер Г. Р. Автоматизация в системах электроснабжения / Г.Р. Миллер. - М.: Государственное энергетическое издательство, 2016. 176 с.
10. Можяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. 208 с., ил.
11. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2017. 376 с.
12. ПАО «МРСК Центра Воронежэнерго». Официальный сайт. [Электронный ресурс].– <https://www.mrsk-1.ru/about/branches/voronegenergo> (дата обращения: 22.05.2021).

13. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2021. 648 с.
14. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования - М.: Энергия, 2018. 69 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 к курсовому и дипломному проектированию. – Хабаровск 2016. – 205 с.
17. Техническая документация: Электрическая часть ПС 35/10 кВ МРСК Центра Воронежэнерго «Средний Икорец». - Воронеж, 2021. - 105 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, 2017. 128 с.
20. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Дрофа, 2016. 288 с.
21. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2017. 216 с.
22. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.
23. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 23.05.2021).
24. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению / М.А. Юндин, А.М. Королев. - М.: Лань, 2016. 320 с.
25. Application of reduced scale tests to improve the thermal performance of high-voltage substation connectors. С. Abomailek, J.-R. Riba & P. Casals-Torrens,

Pages 439-454 | Received 29 Nov 2017, Accepted 19 Oct 2018, Published online: 02 Nov 2018.

26. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. 428 p.

27. Design and Development of Manipulator for Live Maintenance of Substation Equipment. Jinbin Li ; Tao Wang ; Jun Chen ; Yaodong Zhang ; Shangchao Xu. 2019 IEEE 3rd Advanced Information Management, Communicates, Electronic and Automation Control Conference (IMCEC), DOI: 10.1109/IMCEC46724.2019.8984184; 06 February 2020.

28. Improving the Reliability of Relay-Protection and Automatic Systems of Electric-Power Stations and Substations. A. A. Gryzlov & M. A. Grigor'ev. Russian Electrical Engineering volume 89, 2018, P 245–248.

29. Non-Conventional Instrument Transformers for Improved Substation Design. Lj. A. KOJOVIC. Eaton, USA, CIGRE, June 2016.

Приложение В

Схема релейной защиты силовых трансформаторов ПС «Средний Игорец» после реконструкции

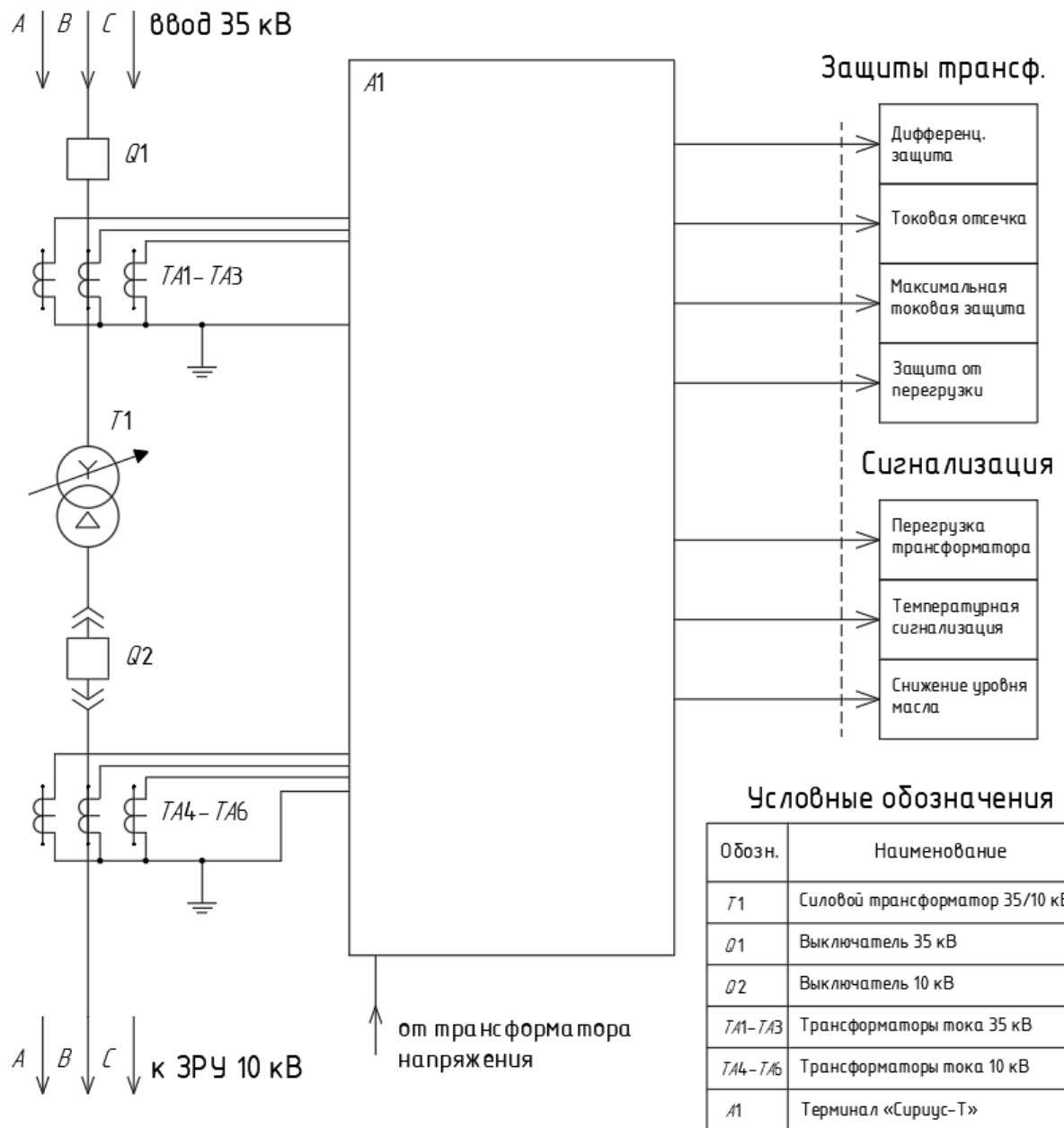


Рисунок В.1 – Схема релейной защиты силовых трансформаторов ПС «Средний Игорец» после реконструкции

Приложение Г

Схема релейной защиты отходящих КЛ 10 кВ после реконструкции

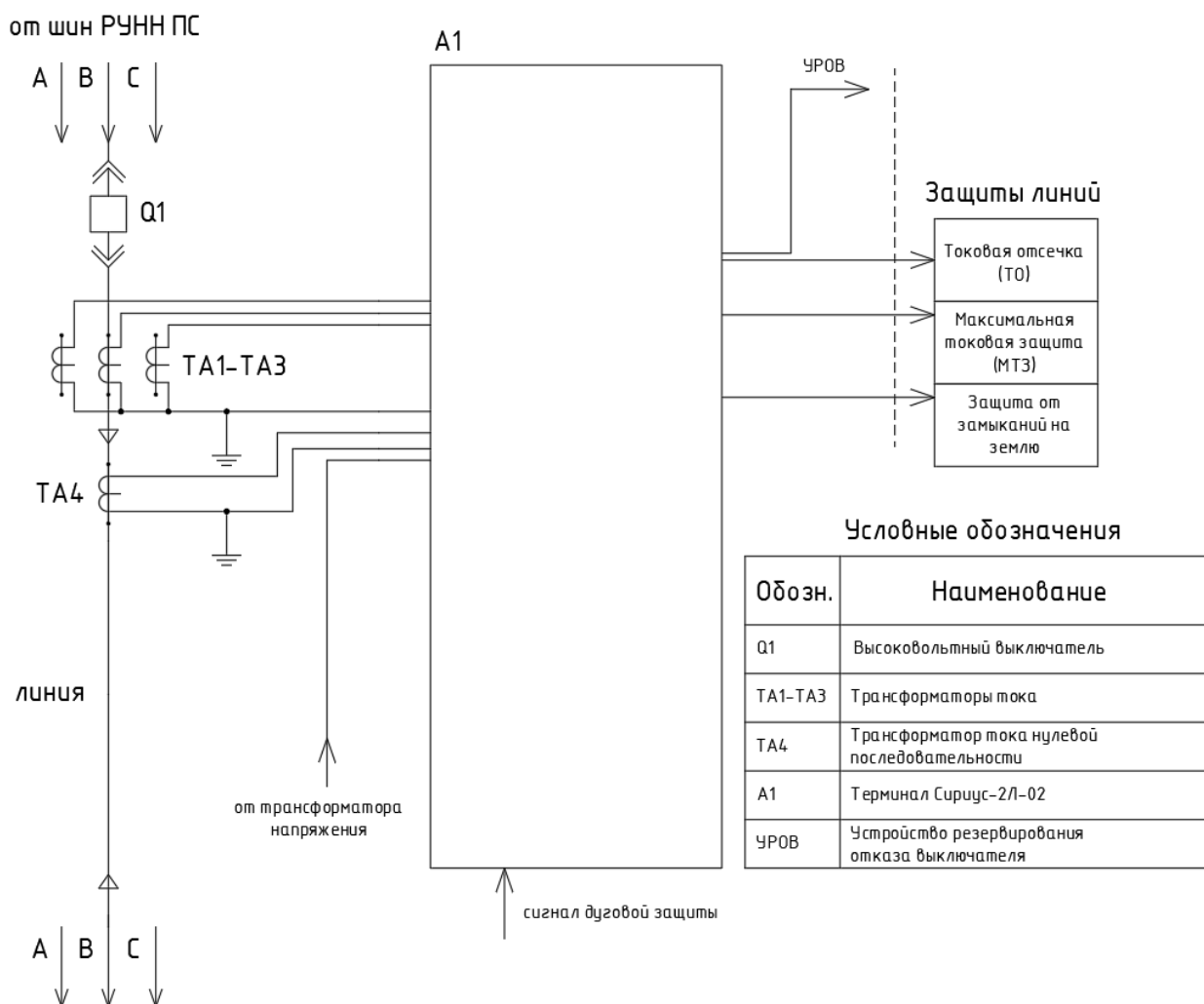


Рисунок Г.1 – Схема релейной защиты отходящих КЛ 10 кВ после реконструкции