

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 Модернизация электрической части понизительной подстанции «Бабстово»
35/10 кВ Еврейской АО

Обучающийся

Е.А. Белов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Тольятти 2024

Аннотация

Работа посвящена повышению надёжности, экономичности и безопасности трансформаторной подстанции «Бабстово» 35/10 кВ Еврейской АО РФ.

Данная проблема в работе решена путём модернизации оборудования распределительных устройств (далее – РУ) напряжением 35 кВ и 10 кВ, а также релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) подстанции.

Исходя из анализа текущего состояния основного коммутационного и защитного оборудования распределительных устройств напряжением 35 кВ и 10 кВ на понижающей подстанции переменного тока 35/10 кВ, выявлено оборудование, требующее замены из-за ухудшения надёжности и несоответствия основным нормативным параметрам. В работе данное оборудование было заменено современными аналогами, лишёнными упомянутых недостатков.

В рамках исследования был подробно рассмотрен процесс выбора и проверки новых высоковольтных выключателей напряжением 35 кВ и 10 кВ. В графической части работы приведена конструкция выбранных выключателей.

Модернизирована система РЗА подстанции.

Также проведены выбор и проверки на допустимую перегрузку силовых трансформаторов и проводников, установленных на понижающей подстанции переменного тока 35/10 кВ.

Исследование показало, что внедрение мероприятий по модернизации выключателей высокого напряжения 35 кВ и 10 кВ, а также системы РЗА, на понижающей подстанции переменного тока 35/10 кВ способствует повышению надёжности, экономичности и бесперебойности электроснабжения потребителей.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ схемы и технического состояния оборудования подстанции.....	8
1.1 Техническая характеристика подстанции	8
1.2 Разработка предложений по модернизации подстанции	13
2 Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания.....	17
2.1 Расчёт электрических нагрузок	17
2.2 Расчёт токов короткого замыкания	20
3 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов.....	30
3.1 Проверка проводников на подстанции	30
3.2 Выбор и проверка коммутационных и защитных аппаратов.....	32
3.3 Проверка измерительных трансформаторов тока и напряжения.....	40
3.4 Проверка ограничителей перенапряжения.....	43
4 Проверка силовых трансформаторов.....	48
5 Модернизация релейной защиты и автоматики подстанции	50
Заключение	56
Список используемых источников.....	60

Введение

Модернизация трансформаторных подстанций энергосистемы Российской Федерации представляет собой стратегическое направление в энергетической инфраструктуре страны.

Основные цели модернизации подстанций включают в себя улучшение технических характеристик и функциональности подстанций, а также повышение их общей производительности, надёжности и безопасности.

Одной из ключевых задач модернизации является повышение энергетической эффективности трансформаторных подстанций, что в свою очередь способствует сокращению потерь электроэнергии в процессе их передачи и распределения.

Другим важным аспектом данной модернизации является обеспечение современных технологических решений, таких как автоматизация управления, учёта, контроля и распределения электроэнергии, а также удаленные мониторинг и диагностика оборудования.

Повышение надёжности работы понижающих трансформаторных подстанций также можно выделить среди основных целей модернизации. Это достигается путем замены устаревшего оборудования, улучшения системы контроля и предотвращения возможных отказов.

Кроме того, модернизация направлена на соблюдение современных стандартов безопасности и экологических требований, что важно для устойчивого и ответственного функционирования систем электроснабжения потребителей в современном мире.

Как правило, наиболее важные подстанции энергосистемы расположены в стратегических точках сети (узлах), где требуется переход от высокого напряжения к более низкому, подходящему для использования потребителями. Таким образом, в данном случае понизительные подстанции также выполняют функции регулирования напряжения, обеспечивая стабильность и эффективность работы электросистемы.

Кроме того, понизительные подстанции энергосистемы выполняют важные функции в поддержании качества электроснабжения. Они способны компенсировать реактивную мощность, что влияет на уровень напряжения и эффективность передачи электроэнергии. Также подстанции играют роль в управлении нагрузкой и балансировке электрической мощности в различных частях энергосистемы.

Однако вместе с тем известно, что на понизительных трансформаторных подстанциях возникает множество аварий и проблем, которые связаны с использованием устаревшего и неэффективного оборудования. Такое оборудование требует модернизации, то есть замены на новые и современные модификации и марки оборудования, разработанные на основе научно-технического прогресса.

Таким образом, актуальность замены устаревшего оборудования на трансформаторных подстанциях связана с несколькими важнейшими факторами, влияющими на надежность, эффективность и безопасность работы энергосистемы. Во-первых, научно-технологический прогресс в области электроэнергетики приводит к появлению более современных и эффективных технологий в производстве оборудования. Замена устаревшего оборудования позволяет внедрить новые технологии, повышающие эффективность передачи электроэнергии, снижающие потери энергии и улучшающие общую производительность энергосистемы.

Во-вторых, старое оборудование подвержено износу и повышенному риску отказов, что может привести к простоям и нарушениям в электроснабжении.

В связи с этим, замена устаревшего оборудования позволяет снизить вероятность аварий и обеспечить более надежную работу подстанции и всей энергосистемы.

Третий аспект связан с соблюдением современных стандартов безопасности и экологической устойчивости. Новое современное оборудование трансформаторных подстанций, как правило, соответствуют

более строгим нормам и требованиям к экологической безопасности, что важно для соблюдения законодательства и минимизации негативного воздействия объектов энергетики на окружающую среду.

Следовательно, замена устаревшего оборудования на трансформаторных подстанциях не только повышает надежность и эффективность энергосистемы, но также соответствует современным требованиям научно-технологического прогресса, безопасности и экологической ответственности.

Данные аспекты обуславливают актуальность настоящей работы [20].

Основной целью работы является повышение показателей надёжности, экономичности и безопасности на трансформаторной подстанции «Бабстово» 35/10 кВ Еврейской АО РФ, решаемая путём модернизации оборудования РУ напряжением 35 кВ и 10 кВ, а также системы РЗиА подстанции.

Объектом исследования является основное электрооборудование РУ-35 кВ и РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Бабстово».

Предметом исследования выступают показатели надёжности, экономичности, безаварийности, безопасности, бесперебойности электроснабжения потребителей оборудования РУ и системы РЗиА, а также всей подстанции в целом.

Для достижения цели работы, необходимо решить основные задачи:

- провести анализ распределительных устройств и коммутационных аппаратов подстанции переменного тока 35/10 кВ «Бабстово»;
- на основании результатов анализа исходной схемы главных электрических соединений подстанции, выявить устаревшее электрооборудование, которое нуждается в замене в связи с потерей надёжности и несоответствием основных нормативных параметров установленным нормативным показателям;
- данное оборудование необходимо заменить на современное, лишённое приведённых выше недостатков. Для решения данной задачи, необходимо провести технический выбор и проверку новых

коммутационных аппаратов, предлагаемых для установки в распределительных устройствах 35 кВ и 10 кВ подстанции переменного тока 35/10 кВ «Бабстово»;

- рассмотреть проверку прочего оборудования и проводников, не нуждающихся в модернизации;
- провести соответствующие проверки силовых трансформаторов, установленных на понизительной подстанции переменного тока 35/10 кВ «Бабстово»;
- выбрать новую систему РЗиА для применения на рассматриваемой подстанции.

Таким образом, в результате внедрения мероприятий по модернизации оборудования распределительных устройств и системы РЗиА на объекте исследования, ожидается повышение параметров и характеристик надёжности, экономичности, безаварийности, безопасности, бесперебойности электроснабжения потребителей трансформаторной подстанции «Бабстово» 35/10 кВ Еврейской АО.

1 Анализ схемы и технического состояния оборудования подстанции

1.1 Техническая характеристика подстанции

Далее в работе приводится основная техническая характеристика подстанции «Бабстово» 35/10 кВ.

В результате проведения анализа исходных данных по объекту исследования установлено, что данная понизительная трансформаторная подстанция является одной из важных региональных понизительных подстанций [10].

Понизительная подстанция переменного тока ПС-35/10 «Бабстово» является подстанцией проходного типа и предназначена для снабжения электрической энергией с. «Бабстово» и расположенных рядом с. Октябрьское и с. Горное Еврейской АО.

Такие проходные трансформаторные подстанции (ПТП) представляют собой важное звено в системе электроснабжения потребителей энергосистемы.

Одной из ключевых особенностей ПТП является наличие схемы разделительного устройства высшего напряжения (ВН), которая позволяет отключать один из трансформаторов для проведения ремонтных работ или замены оборудования, не прерывая работу подстанции в целом. Этот аспект значительно повышает надежность электроснабжения и минимизирует риск аварийных ситуаций.

Внешнее питание подстанция 35/10 кВ «Бабстово» получает двумя вводами на напряжении 35 кВ от следующих источников питания энергосистемы [10]:

- ввод 1 – воздушной линией 35 кВ от РУ-35 кВ понизительной подстанции «Унгун» с классами напряжений 110/35/10 кВ;
- ввод 1 – воздушной линией 35 кВ от РУ-35 кВ понизительной подстанции «Ленинск» с классами напряжений 110/35/10 кВ.

В свою очередь, подстанции «Унгун» и «Ленинск» получают питание от различных источников на напряжении 110 кВ, таким образом, по отношению к ПС-35/10 «Бабстово» это – независимые источники питания.

Основные элементы понизительной подстанции переменного тока ПС-35/10 «Бабстово»:

- «распределительное устройство высшего напряжения 35 кВ (далее – РУ ВН или РУ-35 кВ);
- распределительное устройство низшего напряжения 10 кВ (далее – РУ НН или РУ-10 кВ);
- два силовых трансформатора марки ТМ-4000/35» [10].

Далее проводится краткое описание схем и оборудования данных составных элементов объекта исследования.

«Распределительное устройство 35 кВ выполнено открытым (ОРУ) наружной установки с двумя секциями шин» [8] и секционным выключателем.

ОРУ-35 кВ ПС-35/10 «Бабстово» выполнено по схеме 35-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки». Такая схема выполняется без ремонтной перемычки, в мостике находятся два разъединителя и секционный выключатель высокого напряжения.

В состав ОРУ – 35 кВ входят:

- два линейных разъединителя (ЛР) типа РНДЗ-2-35/1000;
- два секционных разъединителя (СР) типа РНДЗ-1-35/1000;
- два шинных разъединителя (ШР) типа РНДЗ-1-35/1000;
- два вводных масляных выключателя (МВ) типа С – 35/630;
- секционный масляный выключатель (СМВ) типа С – 35/630.

Следующим основным элементом понизительной подстанции переменного тока ПС-35/10 «Бабстово» являются два силовых трансформатора марки ТМ-4000/35.

Данный тип трансформатора – трехфазный, двухобмоточный, с естественной циркуляцией масла, с регулированием напряжения без возбуждения (ПВВ).

Автоматическое управление осуществляется от автоматического контроллера, поставляемого вместе трансформатором.

Оба трансформатора в нормальном режиме находятся в работе, обеспечивая раздельное питание потребителей с необходимым уровнем резервирования.

Третьим основным элементом понизительной подстанции переменного тока ПС-35/10 «Бабстово» является РУ-10 кВ.

Для него применяется схема №10-1 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [5]. В такой схеме число секций РУ-10 кВ выбрано по числу трансформаторов, чтобы при ремонте или аварии сборных шин секции количество отключенных потребителей было минимальным. Секции РУ-10 кВ соединяются между собой с помощью секционного выключателя. Линии 10 кВ присоединяются к шинам КРУ, получающим питание от соответствующих вводов понизительных трансформаторов.

«Распределительное устройство 10 кВ выполнено комплектным для наружной установки типа КРН Ш – 10 со стационарно установленными масляными выключателями (МВ) типа ВМГ -10/630 с пружинными приводами ПП – 61. Для вывода в ремонт, с учётом необходимости создания видимого разрыва, у МВ – 10 кВ в КРУН-10 кВ установлены разъединители 10 кВ типа РВ – 10 – 400. РУ-10 кВ имеет две секции шин, которые в нормальном режиме работают раздельно (СМВ – 10 кВ связывающий две секции в нормальном режиме отключен). Число ячеек на подстанции – 14. Количество отходящих фидеров – 5. Кроме того на каждой из секций по вводному масляному выключателю 10 кВ, по ячейке с трансформатором напряжения (ТН – 10 кВ) типа НАМИ – 10 для измерения уровней напряжений, сигнализации, питания зарядных устройств, подключения измерительных приборов, а также для питания цепей напряжения устройств релейной защиты» [5].

В качестве трансформаторов тока (ТТ) применяются ТТ марки ТПОЛМ-10 (схема неполной звезды).

«На данной подстанции они защищены предохранителями типа ПКТ – 10. Кроме того, на каждой секции по ячейки с трансформатором собственных нужд (ТСН) типа ТМ-25/10, которые также защищены предохранителями ПКТ – 10. Для обеспечения резервирования в РУ-10 кВ есть одна ячейка с секционным масляным выключателем (СМВ) и ячейка с секционным разъединителем.

Для бесперебойного снабжения электрической энергией потребителей, большинство из которых относится ко II категории надёжности, предусмотрено автоматическое включение секционного масляного выключателя кВ (АВР) на случай исчезновения напряжения на одной из секции шин 10 кВ» [5].

Последняя модернизация силового оборудования и ячеек силовой части подстанции была проведена в 1986 году.

Исходная нормальная схема электрических соединений ПС-35/10 кВ «Бабстово» изображена на графическом листе 1.

Система РЗиА – устаревшая и изношенная, выполненная на базе реле РТ-40, РТ-80 и РТВ. Последняя модернизация системы РЗиА на подстанции была проведена в 1988 году.

Кроме того, дополнительными элементами подстанции «Бабстово» 35/10 кВ также являются [16]:

- вводные конструкции и порталы для воздушных линий;
- трансформаторы собственных нужд;
- система технологического и охранного видеонаблюдения;
- система охранно-пожарной сигнализации.

Установлено, что от ПС-35/10 кВ «Бабстово» получают питание 5 отходящих фидеров на напряжении 10 кВ: Ф-5, Ф-8, Ф-12, Ф-15, Ф-16. Также в схеме есть фидер Ф-7, который используется как резерв (нагрузка не подключена).

Суммарные параметры фактической максимальной нагрузки фидеров ПС-35/10 кВ «Бабстово» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Суммарные параметры фактической максимальной нагрузки фидеров ПС-35/10 кВ «Бабстово»

Фидер	P _p , кВт	Q, квар	cosφ	S _p , кВА	I _p , А
Ф-5	94,17	41,25	0,90	102,81	4,92
Ф-7	-	-	-	-	-
Ф-8	100,00	48,33	0,87	111,07	6,00
Ф-12	667,5	170,42	0,90	688,91	56,92
Ф-15	137,92	25,00	0,90	140,16	16,04
Ф-16	213,75	57,08	0,90	221,24	22,67

Суточные фактические нагрузки ПС-35/10 кВ «Бабстово» на стороне 10 кВ для лета и зимы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Суточные фактические нагрузки подстанции «Бабстово»

Часы	Зима			Лето		
	P, кВт	Q, квар	S, кВА	P, кВт	Q, квар	S, кВА
0-1	1090	300	1131	715	244	756
1-2	1190	330	1235	720	252	762
2-3	1160	340	1209	664	248	709
3-4	1190	360	1243	643	252	690
4-5	1150	360	1205	621	252	670
5-6	1220	350	1269	659	245	703
6-7	1200	320	1242	647	222	684
7-8	1260	340	1305	678	237	718
8-9	1290	330	1332	713	233	750
9-10	1240	360	1291	718	263	765
10-11	1210	360	1262	733	275	783
11-12	1140	330	1187	682	250	727
12-13	1180	370	1237	720	284	774
13-14	1260	360	1310	812	288	861
14-15	1160	380	1221	713	291	770
15-16	1180	320	1223	754	254	795
16-17	1060	290	1099	677	230	715
17-18	1150	320	1194	600	216	637
18-19	1310	360	1359	660	234	700
19-20	1270	350	1317	635	226	674
20-21	1460	390	1511	846	299	897
21-22	1390	350	1433	807	271	852
22-23	1250	340	1295	799	271	843
23-24	1110	300	1150	667	223	703

Суммарные параметры фактической нагрузки фидеров и ПС-35/10 кВ «Бабстово», представленные в таблицах 1 и 2, используются в работе далее.

1.2 Разработка предложений по модернизации подстанции

Ранее в работе, при проведении анализа схем и конструктивного выполнения РУ подстанции «Бабстово» 35/10 кВ было установлено, что схемы главных электрических соединений РУ-35 кВ и РУ-10 кВ на подстанции полностью соответствуют всем требованиям нормативных документов.

Однако среди оборудования силовой части и вторичных сетей подстанции присутствуют устаревшие типы. Установлено, что данный факт значительно снижает надёжность и безаварийность подстанции.

Поэтому далее в работе требуется обосновать мероприятия по их модернизации.

Далее в работе, на основании систематизации технических данных ПС-35/10 кВ «Бабстово», проводится анализ технического состояния оборудования данной подстанции, в результате чего будут разработаны предложения по её модернизации.

Из проведённого анализа оборудования на подстанции 35/10 кВ «Бабстово» определено, что на ОРУ-35 кВ подстанции установлены масляные выключатели С-35/630.

В эксплуатации эти МВ зарекомендовали себя как относительно доступные, недорогие, простые и ремонтнопригодные выключатели, но на сегодняшний день они морально устарели и не соответствуют современным требованиям экономичности, безопасности и надёжности.

В работе предлагается их заменить на современные вакуумные или элегазовые выключатели отечественных производителей.

Установлено, что в КРУН-10 кВ ПС-35/10 кВ «Бабстово» применяются масляные выключатели 10 кВ типа ВМГ-10/630 с приводами ПП-67, которые в настоящее время не производятся. Это создает определенные трудности при закупке запасных частей для данных выключателей. Кроме того, они морально устарели, что отрицательно сказывается на их надёжности и производительности.

Приводы, используемые для управления МВ в РУ-10 кВ подстанции, также морально и технически устарели. Это приводит к проблемам при их эксплуатации и ремонте, что влияет на общую надежность и эффективность всей системы электроснабжения.

Для решения этих проблем требуется модернизация устаревшего оборудования. Это может помочь улучшить производительность и безопасность системы электроснабжения, а также снизить эксплуатационные расходы и простои.

Одним из возможных решений является замена существующих масляных выключателей на современные вакуумные выключатели, которые имеют более длительный срок службы, более высокую надежность и требуют меньшего обслуживания. Кроме того, модернизация приводов управления МВ до более продвинутых и эффективных моделей также может помочь улучшить производительность и надежность системы.

Таким образом, принимается «решение о замене морально устаревших масляных выключателей типа ВМГ-10/630 и их приводов типа ПП-67 на более современные, вакуумные выключатели с электромагнитными приводами» [3].

При этом с целью экономии ресурсов и времени, при замене выключателей в РУ-10 кВ предлагается воспользоваться комплектами адаптации, не меняя сами шкафы. Такой подход сэкономит значительную часть финансов при достижении практически того же результата.

Замена указанных аппаратов на новые современные типы будет способствовать:

- повышению надёжности на подстанции;
- снижению затрат на обслуживание и внеплановый ремонт оборудования;
- повышению уровня безопасности вследствие улучшения изоляции новых современных аппаратов и сетей;
- снижению потерь электроэнергии в оборудовании.

Силовые трансформаторы, установленные на подстанции, имеют номинальную мощность по 4000 кВА каждый.

При этом, исходя из графиков перспективной нагрузки подстанции 35/10 кВ «Бабстово», представленных в работе в таблицах 1 и 2, можно сделать предположение, что максимальная нагрузка подстанции $S_{\max} = 1511$ кВА, поэтому даже при продолжительных аварийных перегрузках трансформатор с высокой долей вероятности не должен быть перегружен.

Таким образом, силовые трансформаторы, установленные на подстанции 35/10 кВ «Бабстово», предлагается проверить на допустимую аварийную перегрузку с учётом значений перспективной нагрузки.

Следовательно, в работе можно сделать следующий вывод о необходимости мероприятий по модернизации подстанции 35/10 кВ «Бабстово»:

- предложено заменить в ОРУ-35 кВ устаревшие масляные баковые выключатели марки С-35/630 на современные вакуумные или элегазовые выключатели отечественного производства;
- предложено заменить в РУ-10 кВ устаревшие масляные горшковые выключатели марки ВМГ-10/630 и их приводы типа ПП-67, на более современные, вакуумные выключатели с электромагнитными приводами, без замены ячеек (частичная модернизация);
- предложено провести полную модернизацию системы РЗА подстанции, полностью демонтируя устаревшие релейные элементы;
- с учётом рассчитанных значений перспективной нагрузки, предложено проверить силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35 на допустимую перегрузку.

Все приведённые мероприятия по модернизации подстанции 35/10 кВ «Бабстово» имеют основной целью повышение надёжности, работоспособности, безопасности и экономичности оборудования на подстанции [12].

Выводы по разделу.

Приведена характеристика схемы электрических соединений и текущего состояния оборудования понизительной подстанции 35/10 кВ «Бабстово».

В результате проведённого анализа, установлены следующие факты:

- схемы главных электрических соединений РУ-35 кВ и РУ-10 кВ на подстанции полностью соответствуют всем требованиям нормативных документов и не требуют реконструкции;
- во всех РУ подстанции находятся морально и физически устаревшие аппараты (выключатели с масляной изоляцией), которые выработали свой ресурс и требуют замены на современные аналоги (с учётом научно-технического прогресса в сфере электроэнергетики);
- система РЗА подстанции основана на устаревших релейных элементах типа РТ-40, РТ-80 и РТМ, которые устарели, износились и не выполняют поставленные задачи по обеспечению надёжности электрических соединений.

Таким образом, для решения поставленных задач, предлагается:

- заменить в ОРУ-35 кВ устаревшие масляные баковые выключатели марки С-35/630 на современные вакуумные или элегазовые выключатели отечественного производства;
- заменить в РУ-10 кВ устаревшие масляные горшковые выключатели марки ВМГ-10/630 и их приводы типа ПП-67, на более современные, вакуумные выключатели с электромагнитными приводами, без замены ячеек (частичная модернизация);
- провести полную модернизацию системы РЗА подстанции, полностью демонтируя устаревшие релейные элементы;
- с учётом рассчитанных значений перспективной нагрузки, предложено проверить силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35 на допустимую перегрузку.

Далее проводится практическое обоснование выбранных мероприятий.

2 Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания

2.1 Расчёт электрических нагрузок

В результате проведения анализа установлено, что перспективная нагрузка рассматриваемой ПС-35/10 кВ «Бабстово» возрастает примерно на 3-5 % в год за счёт подключения новых потребителей.

На основании этого, выполняется расчет перспективной нагрузки подстанции, принимая показательный закон роста электрической нагрузки через t лет (от значений фактической нагрузки) [9]:

$$P_n = P_1 \cdot q^{t-1}, \quad (1)$$

где P_1 – фактическая (существующая) активная электрическая нагрузка подстанции, кВт;

$q = 1,05$ при возрастании нагрузки на 5% в год (максимальное значение).

Тогда в ближайшей перспективе активная максимальная нагрузка подстанции:

$$P_n = 1460 \cdot 1,05^{4-1} = 1690 \text{ кВт}.$$

Аналогично перспективная полная максимальная нагрузка подстанции:

$$S_n = S_1 \cdot q^{t-1}, \quad (2)$$

$$S_n = 1511 \cdot 1,05^{4-1} = 1749 \text{ кВА}.$$

По (1) и (2) рассчитываются и строятся графики перспективной активной и полной нагрузки подстанции 35/10 кВ «Бабстово» (рисунки 1 и 2).

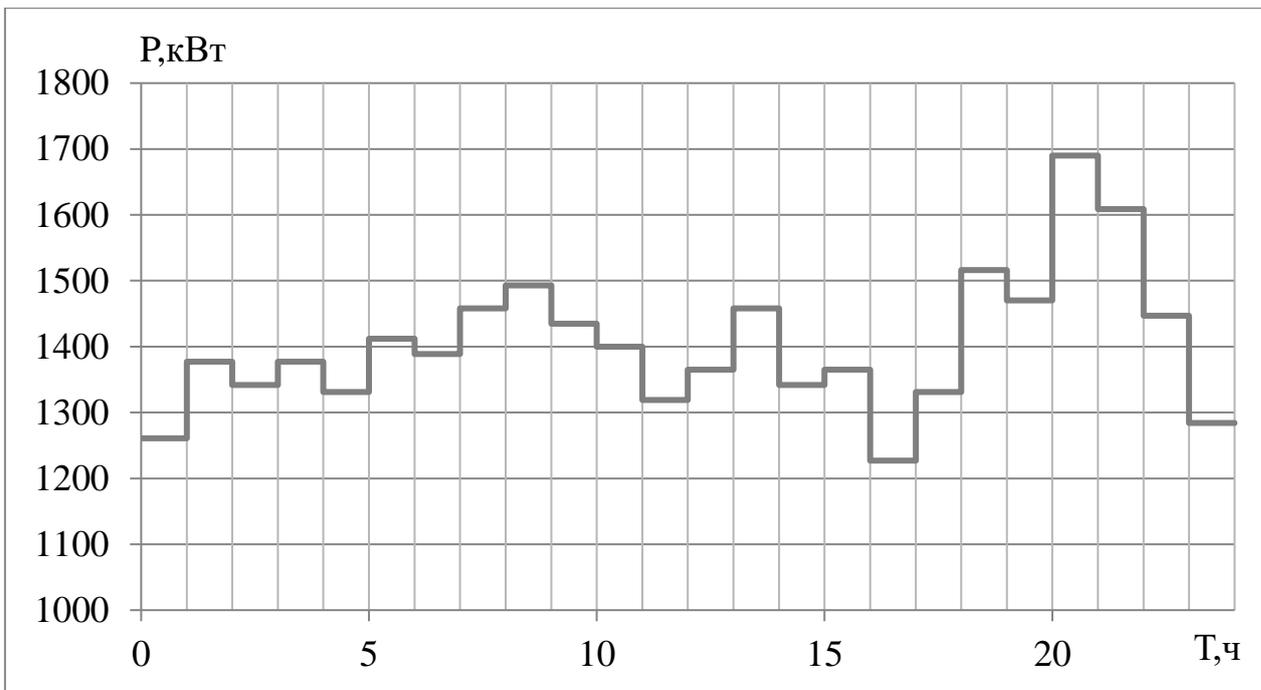


Рисунок 1 – Суточный график перспективной активной нагрузки подстанции 35/10 кВ «Бабстово»

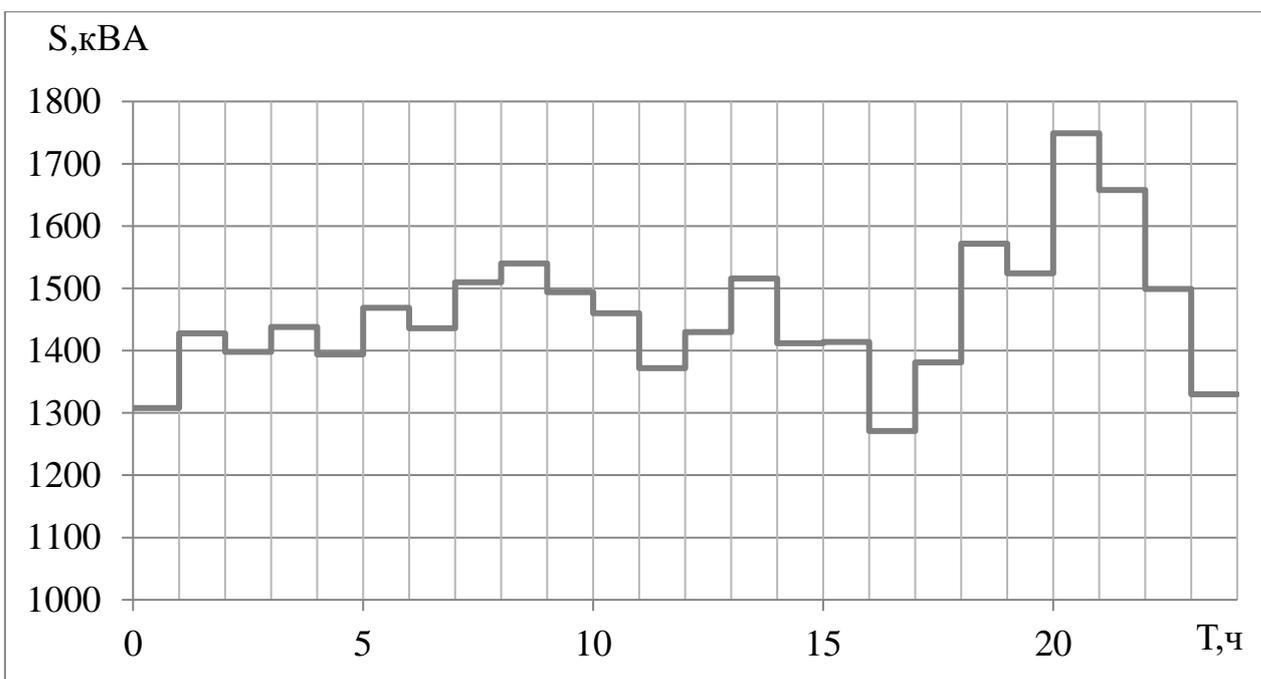


Рисунок 2 – Суточный график перспективной полной нагрузки подстанции 35/10 кВ «Бабстово»

Для выбора и проверки электрических аппаратов, необходимо провести расчёт максимальных токов на стороне 35 кВ и 10 кВ (на вводных, линейных и секционном присоединении).

Как было указано ранее, максимальная перспективная нагрузка ПС-35/10 кВ «Бабстово» составляет 1749 кВА (рисунок 2).

Максимальный рабочий ток линий ТП-35/10 кВ «Бабстово» будет определяться с учётом того, что вся мощность будет передана по одной линии (послеаварийный режим) [16]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (3)$$

где n – количество линий, по которым получает питание

соответствующие потребители, шт.;

S_{np} – мощность присоединения, кВА;

$U_{ном.}$ – номинальное напряжение присоединения, кВ.

Таким образом, максимальный рабочий ток на вводе и секционном присоединении 35 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово»:

$$I_{в.нр.35} = \frac{1749}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 28,85 \text{ A.}$$

Таким образом, максимальный рабочий ток на вводе и секционном присоединении 10 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово»:

$$I_{в.нр.10} = \frac{1749}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 101,1 \text{ A.}$$

Максимальные рабочие токи на линейных присоединениях 10 кВ подстанции определяются, исходя из данных фактических токов (таблица 1) с учётом перспективного увеличения тока нагрузки.

На примере фидера Ф-5:

$$I_{л.пр.10} = 4,92 \cdot 1,05^{4-1} = 5,70 \text{ A.}$$

Для остальных фидеров ПС-35/10 кВ «Бабство» расчёт перспективной токовой нагрузки выполнен аналогично.

Полученные результаты представлены в форме таблицы 3.

Фидер Ф-7 используется как резерв (в данный момент нагрузка не подключена и не планируется). Поэтому он не учтён в таблице.

Таблица 3 – Суммарные параметры перспективной токовой нагрузки фидеров ПС-35/10 кВ «Бабство»

Фидер	$I_{\phi}, \text{ A}$	q	$I_{p.max}, \text{ A}$
Ф-5	4,92	$1,05^{4-1}$	6,32
Ф-8	6,00	$1,05^{4-1}$	6,95
Ф-12	56,92	$1,05^{4-1}$	65,89
Ф-15	16,04	$1,05^{4-1}$	18,57
Ф-16	22,67	$1,05^{4-1}$	26,24

На основании приведённых технических данных нагрузок 35/10 кВ «Бабство», далее в работе проводится решение основных поставленных задач.

В работе далее используются значения перспективной нагрузки подстанции.

2.2 Расчёт токов короткого замыкания

В работе далее проводится расчёт токов короткого замыкания (КЗ) на ТП-35/10 кВ «Бабство». Значения токов КЗ в системе ТП-35/10 кВ «Бабство» будут использованы при выборе нового и проверке существующего оборудования распределительных устройств 35 кВ и 10 кВ в работе далее.

Установлено, что на ТП-35/10 кВ «Бабство» находятся два одинаковых по номиналу и мощности силовых трансформатора марки ТМ-4000/35.

При этом в работе проводится расчёт токов КЗ в максимальном режиме работы, в котором на подстанции остаётся один силовой трансформатор, питающийся по одной линии 35 кВ без резервирования.

С учётом данного факта, составляется расчетная однолинейная схема электроснабжения ПС-35/10 кВ «Бабстово», на которой показаны расчётные точки КЗ (рисунок 3).

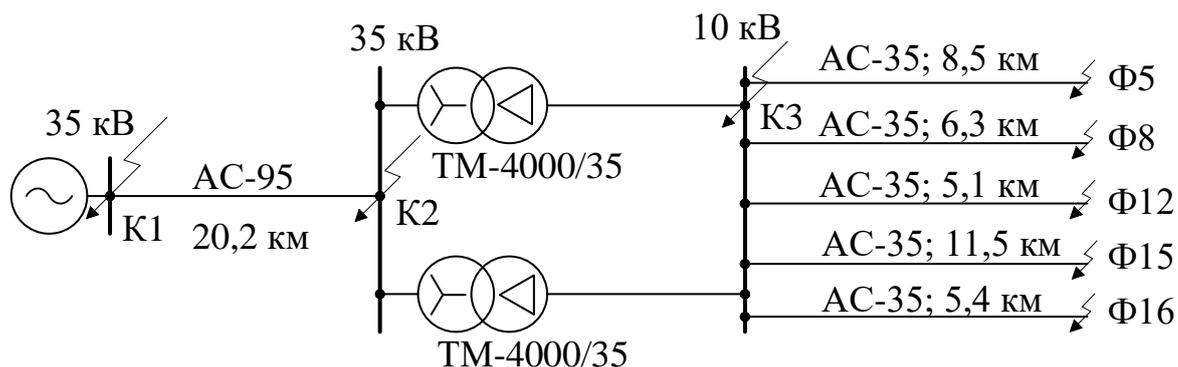


Рисунок 3– Расчетная однолинейная схема электроснабжения ПС-35/10 кВ «Бабстово»

В результате анализа исходных данных установлено, что токи КЗ на шинах 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Ленинск» составляют:

- в режиме максимальной нагрузки $I_{к(3)_{\max}} = 1500 \text{ А}$;
- в режиме минимальной нагрузки $I_{к(3)_{\min}} = 1200 \text{ А}$.

Составляется схема замещения электрической сети, на которой показаны расчетные напряжения линий 35 кВ и 10 кВ (рисунок 4).

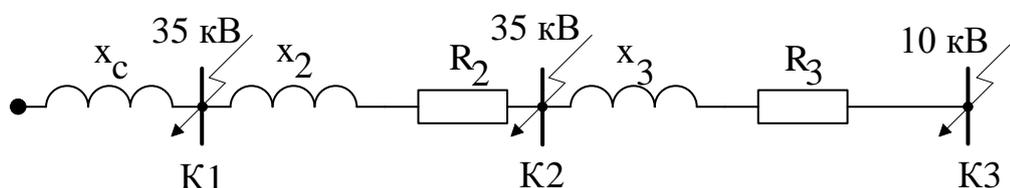


Рисунок 4 – Схема замещения электрической сети для расчета ТКЗ

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в именованных единицах, принимается за базис напряжение $U_б = 35 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы (на напряжение 35 кВ):

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к.макс}^{(3)}}. \quad (4)$$

С учётом токов КЗ на шинах 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Ленинск» в максимальном режиме:

$$X_c = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 13,47 \text{ Ом}.$$

Находятся сопротивления линии электропередачи напряжением 35 кВ и суммарной длиной $L=20,2$ км, выполненной проводом АС-95 с удельными параметрами $r_{y\partial} = 0,37$ Ом/км, $x_{y\partial} = 0,385$ Ом/км [14]:

$$R_2 = r_{y\partial} \cdot L, \quad (5)$$

$$X_2 = x_{y\partial} \cdot L, \quad (6)$$

где « $x_{уд}$ - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км;

L - суммарная длина ВЛ, км» [14].

Для условий работы:

$$R_2 = 0,37 \cdot 20,2 = 7,47 \text{ Ом},$$

$$X_2 = 0,385 \cdot 20,2 = 7,78 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление до расчётной точки К2:

$$X_{c,2} = X_c + X_2, \text{ Ом}, \quad (7)$$

$$R_{c,2} = R_2, \text{ Ом}, \quad (8)$$

$$X_{c,2} = 13,47 + 7,78 = 21,25 \text{ Ом},$$

$$R_{c.2} = 7,47 \text{ Ом.}$$

Далее определяются параметры схемы замещения трансформатора.

Технические данные трансформатора ТМ-4000/35: $U_{вн}=35$ кВ; $U_{нн}=10,5$ кВ; $U_{к.мин}=6,9$ %; $U_{к.ср}=7,5$ %; $U_{к.макс}=7,6$ %; ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5\%$; $\Delta P_{к}=33,5$ кВт [7].

Данный тип трансформатора выполняется с устройством регулирования напряжения типа ПБВ.

Известно, что данное устройство имеет 3 основных положения: среднее («нулевое»), минимальное (минус 5% от среднего) и максимальное (плюс 5% к среднему).

Расчёты проводятся для каждого из указанных положений.

Активное сопротивление трансформатора с учётом напряжения положения устройства ПБВ U_n [14]:

$$R_{m.n} = \frac{\Delta P_{к} \cdot 10^{-3} \cdot U_n^2}{S_{ном.т.}^2} \quad (9)$$

Активное сопротивление трансформатора (ПБВ находится в среднем положении):

$$R_{3ср} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2}{4^2} = 2,56 \text{ Ом.}$$

Для минимального положения ПБВ:

$$R_{3мин} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot (35 \cdot (1 - 0,05))^2}{4^2} = 2,31 \text{ Ом.}$$

Для максимального положения ПБВ:

$$R_{3\max} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot (35 \cdot (1 + 0,05))^2}{4^2} = 2,83 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора с учётом напряжения положения устройства ПБВ U_n [14]:

$$X_{т.п} = \frac{U_{к.ср.\%} \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном.т.}^2} \quad (10)$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора в среднем положении ПБВ:

$$X_{3ср} = \frac{7,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 4^2} = 22,97 \text{ Ом.}$$

Для минимального положения ПБВ:

$$X_{3\min} = \frac{6,9 \cdot (35 \cdot (1 - 0,05))^2}{100 \cdot 4^2} = 19,07 \text{ Ом.}$$

Для максимального положения ПБВ:

$$X_{3\max} = \frac{7,6 \cdot (35 \cdot (1 + 0,05))^2}{100 \cdot 4^2} = 25,66 \text{ Ом.}$$

Определяется ток КЗ в точке К2 (для среднего положения ПБВ).

Суммарное активное сопротивление:

$$R_{\Sigma} = R_{с.2}, \text{ Ом,} \quad (11)$$

$$R_{\Sigma} = 7,47 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$X_{\Sigma} = X_{c.2}, \text{ Ом,} \quad (12)$$

$$X_{\Sigma} = 21,25 \text{ Ом.}$$

Суммарное полное сопротивление:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}, \quad (13)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{7,47^2 + 21,25^2} = 22,52 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в расчётных точках с учётом напряжения положения устройства ПБВ U_n [14]:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \text{ А.} \quad (14)$$

Ток трёхфазного КЗ точке К2 для среднего положения ПБВ:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 22,52} = 0,897 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \text{ кА,} \quad (15)$$

где $\kappa_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент тока короткого замыкания.

Ударный коэффициент определяется так [14]:

$$\kappa_{уд} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}} \quad (16)$$

Для расчётной точки К2:

$$\begin{aligned} \kappa_{уд.к2} &= 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{21,25/7,47}} = 1,36, \\ i_{уд.к2} &= \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot 0,897 = 1,727 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Рассчитывается ток трехфазного короткого замыкания для точки К3 (для среднего положения ПБВ).

Суммарное активное сопротивление:

$$\begin{aligned} R_{\Sigma} &= R_{c.2} + R_{3\text{cp}}, \text{ Ом}, \\ R_{\Sigma} &= 7,47 + 2,56 = 10,03 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (17)$$

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$\begin{aligned} X_{\Sigma} &= X_{c.2} + X_{3\text{cp}}, \text{ Ом}, \\ X_{\Sigma} &= 21,25 + 22,97 = 44,22 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (18)$$

Суммарное полное сопротивление:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} &= \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}, \\ Z_{\Sigma} &= \sqrt{10,03^2 + 44,22^2} = 45,34 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (19)$$

Ток трёхфазного КЗ точке К3 для среднего положения ПБВ, при приведении ко второй ступени напряжения, на которой находится точка К3 (10 кВ):

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 45,34} \cdot \frac{35}{10} = 1,486 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент и ударный ток в точке К3 определяется так:

$$k_{уд.к3} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{44,22/10,03}} = 1,516,$$

$$i_{уд.к3} = \sqrt{2} \cdot 1,516 \cdot 1,486 = 3,184 \text{ кА.}$$

Аналогично определены токи К3 в расчётных точках К2 и К3 в минимальном и максимальном положении устройства ПБВ.

Результаты данного расчета токов короткого замыкания и ударных токов сведены в таблицу 4.

Таблица 4–Токи короткого замыкания и ударные токи в основных расчётных точках К3

Положение ПБВ	Токи К3	Точка К3	
		К2	К3
Среднее	$I_{к}^{(3)}$, кА	0,897	1,486
	$i_{уд}$, кА	1,727	3,185
Минимум	$I_{к}^{(3)}$, кА	0,897	1,547
	$i_{уд}$, кА	1,727	3,284
Максимум	$I_{к}^{(3)}$, кА	0,897	1,476
	$i_{уд}$, кА	1,727	3,169

Далее, используя данные и полученные результаты таблицы 2.1, а также расчётные методики, определяются сопротивления отходящих линий 10 кВ подстанции 35/10 кВ «Бабстово» и сопротивления обобщенных нагрузок фидеров.

Расчета сопротивлений ВЛ, которые питают нагрузки фидеров подстанции, осуществляется аналогично.

Для определения сопротивлений обобщенных нагрузок отходящих фидеров подстанции используются следующие формулы [14]:

$$R_n = \frac{P_n}{I_n^2}, \text{ Ом}, \quad (20)$$

$$X_n = \frac{Q_n}{I_n^2}, \text{ Ом}. \quad (21)$$

Результаты расчетов сопротивлений отходящих линий и обобщенных нагрузок сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов сопротивлений отходящих линий и обобщенных нагрузок

Фидер	L _ф , км	Провод	R _л , Ом	X _л , Ом	P _н , кВт	Q _н , квар	S _н , кВА	I _н , А	R _н , Ом	X _н , Ом	Z _н , Ом
Ф-5	8,5	АС-35	7,23	3,08	94,17	41,25	102,81	4,92	3,89	1,7	4,25
Ф-8	6,3	АС-35	5,36	2,28	100	48,33	111,07	6,00	2,78	1,34	3,09
Ф-12	5,1	АС-35	4,34	1,85	667,5	170,42	688,91	56,92	0,21	0,05	0,21
Ф-15	11,5	АС-35	9,78	4,16	137,92	25,00	140,16	16,04	0,54	0,1	0,54
Ф-16	4,4	АС-35	3,74	1,59	213,75	57,08	221,24	22,67	0,42	0,11	0,43

На основании результатов расчетов сопротивлений отходящих линий и обобщенных нагрузок, представленных в таблице 5, используя методику расчёта и расчётные формулы, применяемые ранее для проведения расчётов в точках К1-К3, определяются токи симметричных трехфазных КЗ в конце отходящих линий 10 кВ, питающих обобщенные нагрузки фидеров подстанции.

При этом используются базовые расчётные формулы, которые приведены в работе ранее.

Расчёты проводятся для среднего («нулевого»), минимального и максимального положения ПБВ силовых трансформаторов.

Полученные результаты расчёта токов симметричных трехфазных КЗ в конце отходящих линий 10 кВ, питающих обобщенные нагрузки фидеров подстанции, сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта токов симметричных трехфазных КЗ в конце отходящих линий 10 кВ, питающих обобщенные нагрузки фидеров подстанции

Фидер	ПБВ	$X_{\Sigma k2}$, Ом	X_{Σ} , Ом	$R_{\Sigma k2}$, Ом	R_{Σ} , Ом	Z_{Σ} , Ом	$I_k^{(3)}$, кА	K_{y0}	i_{y0} , кА
Ф-5	Сред.	3,980	8,76	0,903	12,02	14,873	0,408	1,036	0,597
	Мин.	3,814	8,60	0,903	12,02	14,776	0,410	1,035	0,600
	Макс.	4,007	8,79	0,903	12,02	14,889	0,407	1,036	0,597
Ф-8	Сред.	3,980	7,60	0,903	9,04	11,809	0,513	1,048	0,761
	Мин.	3,814	7,44	0,903	9,04	11,703	0,518	1,046	0,766
	Макс.	4,007	7,63	0,903	9,04	11,827	0,513	1,048	0,760
Ф-12	Сред.	3,980	5,88	0,903	5,44	8,012	0,757	1,081	1,157
	Мин.	3,814	5,71	0,903	5,44	7,892	0,768	1,076	1,169
	Макс.	4,007	5,91	0,903	5,44	8,033	0,755	1,082	1,154
Ф-15	Сред.	3,980	8,24	0,903	11,21	13,916	0,436	1,037	0,639
	Мин.	3,814	8,07	0,903	11,21	13,819	0,439	1,035	0,642
	Макс.	4,007	8,27	0,903	11,21	13,932	0,435	1,037	0,638
Ф-16	Сред.	3,980	5,68	0,903	5,06	7,609	0,797	1,088	1,226
	Мин.	3,814	5,52	0,903	5,06	7,486	0,810	1,083	1,240
	Макс.	4,007	5,71	0,903	5,06	7,630	0,795	1,089	1,223

В таблице 6 применяются следующие сокращения: сред., мин., макс. – соответственно среднее, минимальное и максимальное положение устройства ПБВ трансформатора.

Результаты расчёта ТКЗ используются при выборе оборудования.

Выводы по разделу.

В работе рассчитаны значения максимальных перспективных расчётных нагрузок ПС-Бабстово» 35/10 кВ, включая:

- отдельные нагрузки потребителей РУ-10 кВ;
- суммарную нагрузку всей подстанции на шинах 35 кВ.

Также рассчитаны значения тока нормального режима всех присоединений и вводов распределительных устройств подстанции.

Проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции «Бабстово» 35/10 кВ в среднем, минимальном и максимальном положении устройства ПБВ трансформатора подстанции.

3 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов

3.1 Проверка проводников на подстанции

Ранее в работе было установлено, что все проводники, которые используются на подстанции «Бабстово» 35/10 кВ, удовлетворяют условиям надёжности, поэтому в замене не нуждаются. Поэтому в работе проводится проверка сечений проводов питающей линии напряжением 35 и распределительных линий 10 кВ, которые отходят к потребителям.

При этом указанные линии выполнены:

- питающая линия 35 кВ – двухцепная воздушная линия электропередачи, выполненная проводом АС-95/16;
- распределительные линии 10 кВ – кабельные линии электропередачи с применением кабелей марки АСБ-10 при прокладке в грунте.

Все указанные линии необходимо проверить на соответствие условиям подстанции.

Проверяется сечение проводников на примере питающей ВЛ-35 кВ подстанции.

Установлено, что условная длина данной линии составляет 20,2 км, провод, используемый на данной линии – марки АС-95/16.

«Выбор проводников на подстанции осуществляется по известному условию экономической плотности тока» [7]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I \cdot p}{j_{\text{э}}}, \quad (22)$$

где « $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм²» [12].

Для голых сталеалюминиевых проводников принимается значение $j_{\text{э}}=1,1$ А/мм² [12].

Максимальный рабочий ток на вводе 35 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово» рассчитан ранее и равен 28,85 А.

«Расчётное сечение питающей ВЛ-35 кВ» [7]:

$$F_{\text{э}} = \frac{28,85}{1,1} = 26,2 \text{ мм}^2.$$

Стандартное сечение проводника на питающей ВЛ-35 кВ больше расчётного экономического сечения:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{э}}, \text{ мм}^2. \quad (23)$$
$$95 \text{ мм}^2 \geq 26,2 \text{ мм}^2.$$

«Проверка провода в послеаварийном режиме работы» [15]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р. max}}, \quad (24)$$

где « $I_{\text{доп}}$ – допустимое справочное значение тока проводника, А;

$I_{\text{р. max}}$ – максимальный ток послеаварийного режима, А» [6].

$$330 \text{ А} \geq 28,85 \text{ А}.$$

«Кроме того, провод должен быть проверен по механической прочности» [7]:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}}, \text{ мм}^2. \quad (25)$$

Условия механической прочности для ВЛ-35 кВ также соблюдены:

$$95 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2.$$

Результаты проверки проводников с учётом [1] приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проверки проводников на подстанции

Наименование присоединения	$F_{ст.}, \text{ мм}^2$	$I_{p,max}, \text{ А}$	Марка провода	$I_{доп.}, \text{ А}$
Питающая ВЛ-35 кВ				
ВЛ-35 кВ – Т1	95	28,85	АС-95/16	330
ВЛ-35 кВ – Т2	95	28,85	АС-95/16	330
Распределительные линии 10 кВ				
Ф-5	25	6,32	АСБ-10 (3×25)	91
Ф-8	25	6,95	АСБ-10 (3×25)	91
Ф-12	50	65,89	АСБ-10 (3×50)	134
Ф-15	25	18,57	АСБ-10 (3×25)	91
Ф-16	25	26,24	АСБ-10 (3×25)	91

Таким образом, в работе на основе полученных результатов для питающей линии 35 кВ подтверждено сечение проводов марки АС-95/16, а для распределительных линий 10 кВ – кабелей марки АСБ-10 различных сечений.

3.2 Выбор и проверка коммутационных и защитных аппаратов

Целью выбора электрического оборудования является выявление наиболее подходящего решения для конкретных условий эксплуатации, учитывая требования к надежности, эффективности, безопасности и экономичности. Данный процесс предполагает детальный анализ технических характеристик, условий установки и эксплуатации, а также оценку рисков и возможных последствий отказов. Особенно важно, чтобы все выбранные аппараты были новыми и современными, что в значительной степени повышает надежность, экономичность и бесперебойность электроснабжения подстанции.

Процесс проверки электрических аппаратов направлен на подтверждение их соответствия заявленным характеристикам и требованиям безопасности, а также соответствие параметров для установки в

электрической сети. В основном, это включает в себя проверки на прочность изоляции, на термическую и динамическую устойчивость, стойкость к сквозным токам КЗ, проверку на отключающую и включающую способности выключателей, проверку на срабатывание разрядников и предохранителей и многие другие аналогичные проверки.

Таким образом, выбор и проверка электрических аппаратов являются ключевыми компонентами эксплуатации трансформаторных подстанций, обеспечивая надежность, эффективность и безопасность энергосистемы. Необходимо отметить, что регулярные проверки оборудования помогают предотвратить отказы и предотвратить аварийные ситуации, а также продлить срок службы электрического оборудования.

Ранее в работе, учитывая результаты анализа технического состояния оборудования подстанции 35/10 кВ «Бабстово», предложены рекомендации по модернизации следующего оборудования на данной подстанции:

- предложено заменить в ОРУ-35 кВ устаревшие масляные баковые выключатели марки С-35/630 на современные вакуумные или элегазовые выключатели отечественного производства;

- предложено заменить в РУ-10 кВ «устаревшие масляные горшковые выключатели марки ВМГ-10/630 и их приводы типа ПП-67, на более современные, вакуумные выключатели с электромагнитными приводами» [2].

Известно, что замена указанных устаревших и технически изношенных аппаратов на новые современные типы будет способствовать [17]:

- повышению надёжности на подстанции;
- снижению затрат на обслуживание и внеплановый ремонт оборудования;
- повышению уровня безопасности вследствие улучшения изоляции новых современных аппаратов и сетей;
- снижению потерь электроэнергии в оборудовании.

Таким образом, выбор данных мероприятий по модернизации указанного оборудования, актуален и обоснован.

Все остальные коммутационные и защитные аппараты, установленные в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ понизительной подстанции переменного тока 35/10 кВ «Бабстово» Еврейской АО, на сегодняшний день находятся в удовлетворительном техническом состоянии, поэтому не нуждаются в модернизации путём их замены.

В работе необходимо проверить их на соответствие установке (по расчётным параметрам сети).

Результаты предварительного выбора нового оборудования для применения на подстанции 35/10 кВ «Бабстово» в результате проведения модернизации её распределительных устройств, представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты предварительного выбора нового оборудования для применения на подстанции 35/10 кВ «Бабстово» в результате проведения модернизации её распределительных устройств

Тип оборудования (электрических аппаратов)	Марка (типономинал) аппарата	Производитель
РУ-35 кВ		
Выключатели высокого напряжения (со встроенными ТТ)	ВРНСМ-35-20/1600	ООО «НТЭАЗ Электрик»
РУ-10 кВ		
Выключатели высокого напряжения	ВВ/TEL-10-20/630	«Таврида Электрик»

Далее на основании расчётов необходимо выбрать и проверить предварительно выбранные новые выключатели высокого напряжения 35 кВ и 10 кВ, рекомендованное к установке в результате модернизации подстанции ПС-35/10 кВ «Бабстово».

Также необходимо проверить все остальные коммутационные аппараты, которые не нуждаются в замене.

Известно, что выбор новых высоковольтных выключателей напряжением выше 1 кВ для установки в распределительных устройствах подстанций, осуществляется по двум общим условиям, приведённым ниже.

Первое условие – выбор по номинальному напряжению [7]:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (26)$$

Второе условие – выбор по максимальному рабочему току:

$$I_{раб.макс} \leq I_n. \quad (27)$$

Проверка выбранного оборудования напряжением выше 1 кВ для установки в распределительных устройствах подстанций, осуществляется по условиям, приведённым далее.

«Проверка отключающих аппаратов на симметричный ток отключения (только для выключателей высокого напряжения)» [7]:

$$I_{пт} \leq I_{откн}, \quad (28)$$

где « $I_{пт}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент начала расхождения дугогасительных контактов;

$I_{откн.н}$ – номинальный ток отключения выбранного выключателя, кА» [7].

«Проверка отключающих аппаратов на отключение асимметричного тока КЗ (только для выключателей высокого напряжения)» [7]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откн.н} (1 + \beta_n), \quad (29)$$

где « $i_{ат}$ – значение аperiodической составляющей тока КЗ;

β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе КЗ;

τ – время до расхождения дугогасительных контактов» [7].

Где:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (30)$$

где « $t_{з.мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;
 $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя» [7];

«На электродинамическую устойчивость выбранные аппараты напряжением выше 1 кВ проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ» [7]:

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (31)$$

где « $i_{нр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ;
 i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи аппарата» [7].

«Проверка на термическую стойкость аппарата выше 1 кВ по значению теплового импульса» [7]:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (32)$$

где « B_k – тепловой импульс по расчёту, $A^2 \cdot c$;

I_T – предельный ток термической устойчивости, $A^2 \cdot c$;

t_T – длительность протекания тока термической устойчивости, с» [7].

«Тепловой импульс определяется так» [7]:

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (33)$$

Исходя из полученных расчётных значений максимальных рабочих токов, а также рассчитанных в работе ранее токов КЗ и значений ударных токов, проводится непосредственные выбор и проверка электрических аппаратов.

«Результаты выбора новых выключателей высокого напряжения современного типа для установки в РУ-35 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово» в результате внедрения мероприятий по модернизации оборудования, представлены в таблице 9» [2], [3].

Таблица 9 – Результаты выбора новых выключателей 35 кВ и 10 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Выключатели ВРНСМ-35-20/1600 (ООО «НТЭАЗ Электрик») [3]	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 28,85 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 0,897 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 25 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 1,727 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 0,897^2 \cdot 3 = 2,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$
Выключатели вакуумные ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик») – вводные присоединения [2]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 101,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 1,547 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Выключатели вакуумные ВВ/TEL-10-20/630 («Таврида Электрик») – линейные присоединения [2]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 65,89 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 1,547 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Все выбранные новые выключатели марки ВРНСМ-35-20/1600 (ООО «НТЭАЗ Электрик») подходят для установки в РУ-35 кВ подстанции. Выбранные новые вакуумные выключатели марки ВВ/TEL 10-20/630, установленные в РУ-10 кВ подстанции, проверены на соответствие расчётным параметрам сети. Таким образом, все новые электрические аппараты для модернизации объекта, успешно выбраны и проверены.

Далее проводится проверка на соответствие расчётным параметрам сети разъединителей для установки в РУ-35 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово».

Проводится проверка разъединителей марки РНДЗ-1(2)-35/1000 УХЛ1 с приводом ПР-У1, которые установлены в РУ-35 кВ исходной схемы подстанции.

Установлено, что данные разъединители находятся в удовлетворительном техническом состоянии, поэтому они не требуют замены на аналогичные новые модификации.

Проверка разъединителей осуществляется по динамической и термической устойчивости к токам КЗ и ударным токам.

Результаты проверки разъединителей на соответствие расчётным параметрам сети для установки в РУ-35 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово», представлены в форме таблицы 10 [13].

Таблица 10 – Результаты проверки разъединителей на соответствие расчётным параметрам сети для установки в РУ-35 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово»

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Разъединители РНДЗ-1(2)-35/1000УХЛ1 с приводом ПР-У1 [13]	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 28,85 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 1,727 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 0,897^2 \cdot 3 = 2,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Определено, что все применяемые ранее разъединители марки РНДЗ-1(2)-35/1000УХЛ1 с приводом ПР-У1, установленные в РУ-35 кВ подстанции, соответствуют расчётным параметрам сети.

Проверка разъединителей на соответствие расчётным параметрам сети для установки в РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово» не проводится, так как в ячейках 10 кВ подстанции устанавливаются вставки ячеек КРУ с выкатными элементами оборудованными втычными контактами, которые заменяют разъединители.

Далее проводится проверка на соответствие расчётным параметрам сети предохранителей высоковольтных марки ПК-10 У1 для установки в РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово» с целью защиты трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд.

Данные плавкие предохранители предназначены для защиты от токов короткого замыкания и перегрузки данных ТН и ТСН.

Результаты проверки плавких предохранителей на соответствие расчётным параметрам сети для установки в РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово», представлены в таблице 11 [17].

При проверке предохранителей необходимо также проверить номинальный ток предохранителя ($I_{ном.пр.}$) и номинальный ток плавкой вставки ($I_{ном.вст.}$).

Таблица 11 – Результаты проверки плавких предохранителей на соответствие расчётным параметрам сети для установки в РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово» с целью защиты трансформатора напряжения

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Предохранители высоковольтные марки ПК-10 (присоединения трансформатора напряжения на стороне 10 кВ)	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном.пр.}$	$I_{max} = 0,06 \text{ А}$	$I_{ном.пр} = 100 \text{ А}$
	$I_{max} \leq I_{ном.вст.}$	$I_{max} = 0,06 \text{ А}$	$I_{ном.вст} = 10 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Предохранители высоковольтные марки ПК-10 (присоединения трансформатора собственных нужд на стороне 10 кВ)	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном.пр.}$	$I_{max} = 1,44 \text{ А}$	$I_{ном.пр} = 100 \text{ А}$
	$I_{max} \leq I_{ном.вст.}$	$I_{max} = 1,44 \text{ А}$	$I_{ном.вст} = 10 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Результаты проверки плавких предохранителей на соответствие расчётным параметрам сети для установки в РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Бабстово»

с целью защиты трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд, удовлетворяют всем требуемым условиям.

Таким образом, в работе выбраны и проверены следующие коммутационные электрические аппараты:

- с целью модернизации устаревшего оборудования, выбраны новые высоковольтные выключатели марки ВРНСМ-35-20/1600 (ООО «НТЭАЗ Электрик») для установки в РУ-35 кВ подстанции;
- с целью модернизации устаревшего оборудования, также выбраны новые высоковольтные выключатели марки ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик») для установки в РУ-10 кВ подстанции;
- проверены на соответствие расчётным параметрам сети разъединители марки РДЗ-2-35/1000Н УХЛ1 с приводом ПР-У1, установленные в РУ-35 кВ подстанции;
- проверены на соответствие расчётным параметрам сети высоковольтные предохранители марки ПК-10, применяющиеся для защиты трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд, установленных в РУ-10 кВ подстанции.

Кроме того, в ячейках РУ-10 кВ применены специальные вставки с выкатными элементами, позволяющие провести частичную модернизацию оборудования без замены ячеек, а также отказаться от применения разъединителей. Все выбранные и проверенные коммутационные аппараты показаны в графической части работы на листе 2.

3.3 Проверка измерительных трансформаторов тока и напряжения

Измерительные трансформаторы тока и напряжения играют важную роль на подстанциях, так как они обеспечивают точные показания параметров электрической сети, необходимые для мониторинга, контроля и управления.

Измерительные трансформаторы тока (ТТ) используются для преобразования высоких значений тока в низкие, которые могут быть

безопасно измерены с помощью стандартных измерительных приборов, а также для РЗА, сигнализации, телеизмерений и прочих потребителей вторичных цепей. Они также обеспечивают гашение токов короткого замыкания и защиту электрооборудования от перегрузок.

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) преобразуют высокие значения напряжения в низкие для измерений и контроля. Они также обеспечивают защиту электрооборудования от перенапряжений и повышенного напряжения.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения устанавливаются на подстанциях в соответствии с требованиями нормативных документов и спецификаций. Расположение и количество трансформаторов зависит от конфигурации и размера подстанции, а также от требований к защите и контролю. Точность и надежность измерительных трансформаторов имеет решающее значение для эффективной работы подстанции, поэтому их необходимо регулярно проверять и поддерживать в рабочем состоянии. При обнаружении неисправностей или отклонений от нормативных показателей их следует своевременно заменять или ремонтировать. В целом, измерительные трансформаторы тока и напряжения являются неотъемлемой частью системы мониторинга и управления электрической сетью, обеспечивая точные измерения и защиту электрооборудования от аварий и повреждений.

Установлено, что в работе необходимо проверить на соответствие параметрам электрической сети, следующие марки измерительных трансформаторов тока и напряжения на данной подстанции:

- на стороне 10 кВ предложено проверить трансформаторы тока ТПОЛМ-10 и трансформаторы напряжения НАМИ-10;
- на стороне 35 кВ применяются встроенные трансформаторы тока в выключатели, а также отсутствуют трансформаторы напряжения, поэтому проверка ТН и ТТ на стороне 35 кВ не проводится.

Известно, что при выборе измерительных трансформаторов тока и напряжения, необходимо также проверить нагрузку вторичных цепей,

которые они будут питать. Выбор мощности вторичной обмотки проводится для класса точности 0,5. Также проводится проверка по ближайшему значению первичного тока ТТ и ТН.

Результаты проверки на соответствие параметрам сети измерительного трансформатора напряжения для установки на стороне 10 кВ подстанции 35/10 кВ «Бабстово» представлены в таблице 12 [18].

Таблица 12 – Результаты проверки параметрам сети измерительного трансформатора напряжения для установки на стороне 10 кВ подстанции 35/10 кВ «Бабстово»

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Измерительные трансформаторы напряжения марки НАМИ-10	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.1.}$	$I_{max} = 65,89 \text{ А.}$	$I_{ном.1} = 50 \text{ А.}$
	$S_{вт.цепей} \leq S_{обм.ном}$	$S_{вт.цепей} = 40 \text{ ВА}$	$S_{об.ном} = 75 \text{ ВА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с.}$

Результаты проверки на соответствие параметрам электрической сети измерительных трансформаторов тока для установки на стороне 10 кВ подстанции 35/10 кВ «Бабстово» представлены в таблице 13 [18].

Таблица 13 – Результаты проверки на соответствие параметрам электрической сети измерительных трансформаторов тока для установки на стороне 10 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Измерительные трансформаторы тока ТПОЛМ-10	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.1.}$	$I_{max} = 65,89 \text{ А.}$	$I_{ном.1} = 70 \text{ А}$
	$S_{вт.цепей} \leq S_{обм.ном}$	$S_{вт.цепей} = 10 \text{ ВА}$	$S_{об.ном} = 50 \text{ ВА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с.}$

Таким образом, в результате проведения расчётов по проверке измерительных трансформаторов напряжения и тока на соответствие параметрам установки на подстанции 35/10 кВ «Бабстово», получены следующие результаты:

- на стороне 10 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети трансформаторы напряжения НАМИ-10;
- на стороне 10 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети стационарные трансформаторы тока ТПОЛМ-10.

При этом встроенные трансформаторы тока ТВ 35–II, которыми комплектуются новые выключатели высокого напряжения на стороне 35 кВ, отдельно проверять нет необходимости, так как они выбраны совместно с выключателями, в которые они встроены.

Все полученные результаты показаны в графической части работы.

3.4 Проверка ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения (ОПН) играют важную роль в защите электрооборудования на подстанциях от повреждений, вызванных перенапряжениями [15].

Перенапряжения могут возникать в электрической сети из-за грозовой активности, коммутационных операций (как правило – отключения цепи с размыканием контактных систем) или других факторов. Они представляют опасность для электрооборудования, так как могут вызвать его повреждение или вывести из строя.

Ограничители перенапряжения предназначены для защиты электрооборудования от перенапряжений, превышающих допустимые значения.

Они устанавливаются на вводе питающей воздушной линии на подстанцию, на выходе трансформаторов, а также на отдельных участках электрической сети.

Ограничители перенапряжения должны быть выбраны в соответствии с параметрами электрической сети и характеристиками электрооборудования, которое требуется защитить. Кроме того, они должны проходить регулярную проверку и техническое обслуживание для поддержания их работоспособности.

Использование ОПН на подстанциях позволяет снизить риск повреждений электрооборудования, вызванных перенапряжениями, а также повысить надежность и безопасность электроснабжения.

В целом, ограничители перенапряжения являются неотъемлемой частью системы защиты электрооборудования на подстанциях и играют важную роль в обеспечении стабильной и безопасной работы электрической сети.

Ранее в работе, учитывая результаты анализа технического состояния оборудования подстанции 35/10 кВ «Бабстово», установлено, что установленные ранее ограничители перенапряжений не требуют замены, так как находятся в удовлетворительном техническом состоянии.

В связи с этим, в работе проводится следующее [15]:

- на стороне 35 кВ предложено проверить ограничители перенапряжений ОПН-35УХЛ1 на основе оксидно-цинковых варисторов без искровых промежутков;
- на стороне 10 кВ предложено проверить ограничители перенапряжения ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2.

Все ограничители перенапряжения – нелинейные, то есть их выходной параметра (выходное напряжение) не зависит от входного параметра (входное напряжение). Тем самым они выгодно отличаются от разрядников.

Известно, что помимо остальных расчётных формул, использующихся при выборе электрических аппаратов, ограничители перенапряжения проверяется дополнительно по условиям максимальной пропускной способности $I_{\text{макс.проп}}$. Результаты проверки на соответствие параметрам электрической сети ограничителей перенапряжений для установки на стороне 35 кВ подстанции 35/10 кВ «Бабстово» представлены в таблице 14 [15].

Таблица 14 – Результаты проверки на соответствие параметрам электрической сети ограничителей перенапряжений для установки на стороне 35 кВ подстанции

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Ограничители перенапряжений ОПН-35УХЛ1 (на основе оксидно-цинковых варисторов без искровых промежутков)	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 28,85 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{макс.проп.}$	$I_{н.т} = 0,897 \text{ кА}$	$I_{макс.проп.} = 10 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 1,727 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 0,897^2 \cdot 3 = 2,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$

На стороне 10 кВ в ячейках вместе с новыми вакуумными выключателями ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик») предлагается установить ограничители перенапряжений ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2 («Таврида Электрик»).

Данное оборудование идеально подходит для совместной работы в электроустановках.

Результаты выбора и проверки на соответствие параметрам электрической сети ограничителей перенапряжений для установки на стороне 10 кВ подстанции 35/10 кВ «Бабстово» представлены в таблице 15 [15].

Таблица 15 – Результаты выбора и проверки на соответствие параметрам электрической сети ограничителей перенапряжений для установки на стороне 10 кВ подстанции

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Ограничители перенапряжений ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 101,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 250 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{макс.проп.}$	$I_{н.т} = 1,547 \text{ кА.}$	$I_{макс.проп.} = 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Таким образом, в результате проведения расчётов по выбору и проверке нелинейных ограничителей перенапряжения на подстанции 35/10 кВ «Бабстово», получены следующие результаты:

- на стороне 35 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети ограничители перенапряжений ОПН-35УХЛ1 на основе оксидно-цинковых варисторов без искровых промежутков;
- на стороне 10 кВ выбраны и проверены на соответствие параметрам электрической сети ограничители перенапряжения ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2, которые рекомендуется установить совместно с выбранными ранее вакуумными выключателями ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик»).

Все выбранные и проверенные нелинейные ограничители перенапряжений показаны на графическом листе 2.

Выводы по разделу.

В работе на основе полученных результатов для питающей линии 35 кВ подтверждено сечение проводов марки АС-95/16, а для распределительных линий 10 кВ – кабелей марки АСБ-10 различных сечений.

Выбраны и проверены коммутационные электрические аппараты:

- с целью модернизации устаревшего оборудования, выбраны новые высоковольтные выключатели марки ВРНСМ-35-20/1600 (ООО «НТЭАЗ Электрик») для установки в РУ-35 кВ подстанции;
- с целью модернизации устаревшего оборудования, также выбраны новые высоковольтные выключатели марки ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик») для установки в РУ-10 кВ подстанции;
- проверены на соответствие расчётным параметрам сети разъединители марки РДЗ-2-35/1000Н УХЛ1 с приводом ПР-У1, установленные в РУ-35 кВ подстанции;
- проверены на соответствие расчётным параметрам сети высоковольтные предохранители марки ПК-10, применяющиеся для

защиты трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд, установленных в РУ-10 кВ подстанции.

В результате проведения расчётов по проверке измерительных трансформаторов напряжения и тока на соответствие параметрам установки на подстанции 35/10 кВ «Бабстово», получены следующие результаты:

- на стороне 10 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети трансформаторы напряжения НАМИ-10;
- на стороне 10 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети стационарные трансформаторы тока ТПОЛМ-10.

В результате проведения расчётов по выбору и проверке нелинейных ограничителей перенапряжения на подстанции 35/10 кВ «Бабстово», получены следующие результаты:

- на стороне 35 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети ограничители перенапряжений ОПН-35УХЛ1 на основе оксидно-цинковых варисторов без искровых промежутков;
- на стороне 10 кВ выбраны и проверены на соответствие параметрам электрической сети ограничители перенапряжения ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2, которые рекомендуется установить совместно с выбранными ранее вакуумными выключателями ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик»).

Таким образом, всё выбранное и проверенное оборудование напряжением 35 кВ и 10 кВ подходит для установки на понизительной подстанции «Бабстово» 35/10 кВ. Оно показано в графической части настоящей работы.

4 Проверка силовых трансформаторов

Проверка силовых трансформаторов является важной частью оценки технического состояния трансформаторов, выявления и устранения неисправностей, а также продления срока их эксплуатации с учётом выполнения всех требований. Ранее в работе, при проведении анализа исходной схемы нормального режима и состояния оборудования объекта исследования было установлено, что на подстанции «Бабстово» 35/10 кВ находятся два силовых трёхобмоточных трансформатора ТМ-4000/35 [19], которые понижают напряжение 35 кВ до напряжения 10 кВ. Паспортная номинальная мощность одного трансформатора составляет 4 МВА. На подстанции находятся два трансформатора одинаковой мощности. Таким образом, суммарная номинальная мощность подстанции равняется $2 \cdot 4 = 8$ МВА. Необходимо проверить их на соответствие нагрузочной способности.

Расчётная мощность силового трансформатора для применения на подстанции «Бабстово» 35/10 кВ [17]:

$$S_{ном.т.р} \geq \frac{S_{м.ПС}}{N \cdot K_3}, \quad (34)$$

где $S_{м.ПС}$ – максимальное значение полной нагрузки трансформатора;

K_3 – нормативный коэффициент загрузки трансформатора.

При выборе и проверке трансформаторов используются результаты расчёта перспективных электрических полных нагрузок, которые получены в работе ранее. Проводится проверка правильности выбора силовых трансформаторов ТМ-4000/35 на ПС- «Бабстово» 35/10 кВ:

$$4000 \text{ кВА} \geq \frac{1749}{2 \cdot 0,7} = 1249,3 \text{ кВА}.$$

Проверка трансформатора на перегрузочную способность [17]:

$$K_{3.n} = \frac{0,5 \cdot S_{М.ПС}}{S_{НОМ.Т}} \leq 0,7. \quad (35)$$

$$K_{3.n} = \frac{S_{М.ПС}}{S_{НОМ.Т}} \leq 1,4. \quad (36)$$

Проверки силовых трансформаторов ТМ-4000/35 на ПС-«Бабстово» 35/10 кВ в нормальном и послеаварийном режимах выполняется:

$$K_{3.n} = \frac{0,5 \cdot 1749}{4000} = 0,22 \leq 0,7.$$

$$K_{3.n} = \frac{1749}{4000} = 0,44 \leq 1,4.$$

Согласно нормативному источнику, «при температуре окружающей среды 30 °С для силовых трансформаторов с системой охлаждения М максимальный коэффициент загрузки» [4] в аварийном режиме работы составляет 1,2 при продолжительности перегрузки 6 часов в течении суток.

Таким образом, для применения выбранных трансформаторов на подстанции в послеаварийном режиме необходимо отключить нагрузку третьей категории.

Следовательно, трансформатор мощностью 4 МВА в полной мере отвечают условиям проверки по максимальной нагрузке.

Выводы по разделу.

В работе расчётным путём установлено, что силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35, установленные на ТП «Бабстово» 35/10 кВ, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы, а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

5 Модернизация релейной защиты и автоматики подстанции

Как было установлено ранее, подстанции 35/10 кВ «Бабстово» являются важным звеном в системе электроснабжения энергетической системы Еврейской АО.

Известно, что надежная работа подстанции зависит от многих факторов, одним из которых является эффективная защита оборудования от аварийных режимов. Релейная защита и автоматика подстанции предназначены для защиты электрооборудования от коротких замыканий, перегрузок и других нестандартных режимов работы. Установлено, что на подстанции 35/10 кВ «Бабстово» требуется полная замена всей системы РЗА, так как она не отвечает требованиям нормативных документов по надёжности, селективности и быстродействию.

Модернизация релейной защиты и автоматики подстанции 35/10 кВ «Бабстово» позволит повысить надежность и безопасность эксплуатации электрооборудования, а также снизить риск возникновения аварийных ситуаций.

При модернизации релейной защиты и автоматики подстанции 35/10 кВ «Бабстово» необходимо выбрать типы защит, которые будут обеспечивать надежную защиту электрооборудования.

Для защиты трансформаторов, сборных шин и линий электропередачи на подстанции 35/10 кВ «Бабстово» используются следующие типы защит [7]:

- дифференциальная защита трансформаторов;
- защита от перегрузок;
- защита от фазных коротких замыканий;
- защита от коротких замыканий на землю;
- защита от направленных коротких замыканий;
- защита от обратного тока;
- логическая система защиты сборных шин;
- защита от потери напряжения.

При модернизации релейной защиты и автоматики подстанции 35/10 кВ необходимо выбрать блоки релейной защиты и автоматики, которые будут обеспечивать надежную защиту электрооборудования.

Для защиты трансформаторов и линий электропередачи на подстанции 35/10 кВ рекомендуется использовать следующие блоки релейной защиты и автоматики [7]:

- блоковая защита трансформаторов;
- блоковая защита линий;
- блоковая защита сборных шин.

Для модернизации релейной защиты трансформаторов на подстанции 35/10 кВ «Бабстово» рекомендуется использовать следующие типы основных защит:

- дифференциальная защита трансформаторов (основная защита);
- максимальная токовая защита;
- защита от перегрузок;
- защита от фазных коротких замыканий;
- защита от коротких замыканий на землю.

Дифференциальная защита трансформаторов предназначена для защиты от коротких замыканий между обмотками трансформатора.

Защита от перегрузок предназначена для защиты трансформатора от длительных перегрузок.

Максимальная токовая защита трансформатора является одним из основных видов релейной защиты, предназначенной для защиты трансформатора от повреждений, вызванных коротким замыканием или перегрузкой.

Защита от коротких замыканий предназначена для защиты трансформатора от КЗ в сети.

Для модернизации релейной защиты линий электропередачи на подстанции 35/10 кВ «Бабстово» рекомендуется использовать следующие типы защит [7]:

- двухступенчатая токовая защита линий (максимальная токовая защита и токовая отсечка или дифференциальная защита (основная защита));
- защита от коротких замыканий на землю;
- защита от обратного тока;
- защита от потери напряжения.

Защита от коротких замыканий предназначена для защиты линии электропередачи от КЗ в сети.

Защита от коротких замыканий предназначена для защиты линии электропередачи от коротких замыканий в одном из направлений.

Защита от обратного тока предназначена для защиты линии электропередачи от тока, текущего в обратном направлении.

Защита от потери напряжения предназначена для защиты линии электропередачи от потери напряжения в сети. Также данная защита устанавливается на секционном присоединении 10 кВ.

Для шин принимается система логической защиты шин (далее – ЛЗШ), в которой реализуются все основные требуемые виды защит для данного оборудования.

Также применяется автоматика:

- автоматическое повторное включение (АПВ) – на питающей линии 35 кВ подстанции (при срабатывании РЗиА выключателя на неустойчивое КЗ);
- автоматическое включение резерва (АВР) – применяется на секционном выключателе 10 кВ при исчезновении напряжения на одной из секций сборных шин.

При модернизации необходимо выбрать типы защит и боки релейной защиты и автоматики, которые будут обеспечивать надежную защиту электрооборудования. Модернизация релейной защиты трансформаторов, сборных шин и линий электропередачи позволяет улучшить качество электроснабжения и увеличить срок службы электрооборудования.

Далее проводится выбор микропроцессорных терминалов для защиты оборудования ТП-35/10 кВ «Бабстово».

Для решения поставленных задач в системе РЗА подстанции предлагается использовать микропроцессорный блок марки РЗА SMPR 155 производителя Orion Italia S.R.L. [8]. Данная компания имеет представительство во многих регионах РФ и работает на отечественном рынке более 25 лет. Внешний вид микропроцессорного блока марки РЗА SMPR 155 производителя Orion Italia S.R.L. показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Внешний вид микропроцессорного блока марки РЗА SMPR 155 производителя Orion Italia S.R.L.

Микропроцессорный блок РЗА SMPR 155 производителя Orion Italia S.R.L. имеет ряд преимуществ, которые делают его выгодным выбором для защиты силовых трансформаторов, сборных шин и распределительного оборудования на подстанциях.

Преимущества микропроцессорного блока марки РЗА SMPR 155 производителя Orion Italia S.R.L. [8]:

- высокая точность измерений: блок оснащен высокоточными цифровыми датчиками, которые обеспечивают точность измерений тока и напряжения на уровне $\pm 0,5\%$;
- широкий диапазон регулировки: блок имеет широкий диапазон регулировки параметров защиты, что позволяет адаптировать его к различным условиям эксплуатации и нагрузкам;
- многофункциональность: блок SMPR 155 обеспечивает комплексную защиту трансформаторов, линий и сборных шин. Кроме того, он предоставляет возможность дистанционного мониторинга и управления;
- надежность и долговечность: блок изготовлен с использованием высококачественных компонентов и имеет высокий уровень защиты от внешних воздействий, таких как пыль, влага и вибрация. Это обеспечивает его надежную работу и долгий срок службы;
- простота установки и настройки: блок имеет компактные размеры и простую конструкцию, что облегчает его установку и подключение к оборудованию. Кроме того, он оснащен интуитивно понятным интерфейсом и программным обеспечением, что облегчает его настройку и эксплуатацию;
- соответствие международным стандартам: блок SMPR 155 соответствует международным стандартам IEC 61850, IEC 60255 и IEC 61351, что обеспечивает его совместимость с оборудованием других производителей и гарантирует его надежную работу в составе систем автоматизации и управления.

Все эти преимущества делают микропроцессорный блок РЗА SMPR 155 производителя Orion Italia S.R.L. выгодным решением для защиты силовых трансформаторов, сборных шин и распределительных линий на подстанциях.

Ещё одним преимуществом выбранного блока РЗА является его простота монтажа. Схема подключения выбранного микропроцессорного блока РЗА SMPR 155 представлена на рисунке 6 [8].

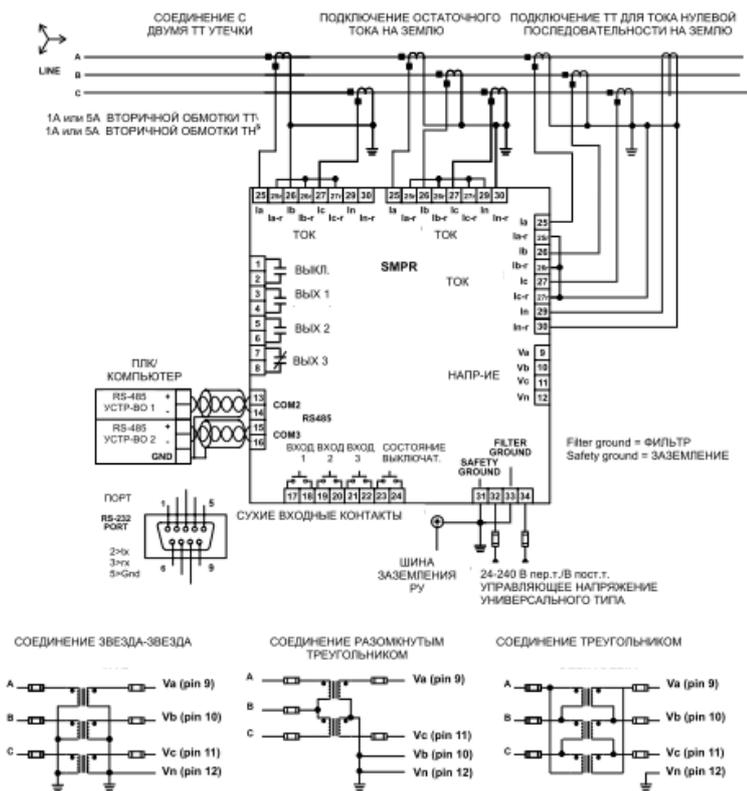


Рисунок 6 – Схема подключения выбранного микропроцессорного блока РЗА SMPR 155

Таким образом, проведённая модернизация релейной защиты и автоматики подстанции 35/10 кВ позволяет повысить надёжность и безопасность эксплуатации электрооборудования, а также снизить риск возникновения аварийных ситуаций [11].

Выводы по разделу.

Проведена модернизация системы РЗА подстанции 35/10 кВ «Бабстово». Выбраны типы РЗА для защиты силовых трансформаторов, линейных присоединений и сборных шин подстанции. Для решения всех поставленных задач выбраны микропроцессорные блоки РЗА SMPR 155 производителя Orion Italia S.R.L., которые являются выгодным решением для защиты силовых трансформаторов, сборных шин и распределительных линий подстанции. Установлено, что проведённая модернизация релейной защиты и автоматики подстанции 35/10 кВ позволяет повысить надёжность и безопасность эксплуатации электрооборудования, а также снизить риск возникновения аварийных ситуаций.

Заключение

В результате выполнения работы осуществлена разработка и практическое внедрение мероприятий по повышению параметров и показателей надёжности, экономичности и безопасности трансформаторной подстанции «Бабстово» 35/10 кВ Еврейской АО РФ.

Данная проблема в работе решена путём модернизации оборудования РУ напряжением 35 кВ и 10 кВ, а также системы РЗиА подстанции.

Приведена характеристика схемы электрических соединений и текущего состояния оборудования понизительной подстанции 35/10 кВ «Бабстово».

В результате проведённого анализа, установлены следующие факты:

- схемы главных электрических соединений РУ-35 кВ и РУ-10 кВ на подстанции полностью соответствуют всем требованиям нормативных документов и не требуют реконструкции;
- во всех РУ подстанции находятся морально и физически устаревшие аппараты (выключатели с масляной изоляцией), которые выработали свой ресурс и требуют замены на современные аналоги (с учётом научно-технического прогресса в сфере электроэнергетики);
- система РЗиА подстанции основана на устаревших релейных элементах типа РТ-40, РТ-80 и РТМ, которые устарели, износились и не выполняют поставленные задачи по обеспечению надёжности электрических соединений.

Таким образом, для решения поставленных задач, предлагается:

- заменить в ОРУ-35 кВ устаревшие масляные баковые выключатели марки С-35/630 на современные вакуумные или элегазовые выключатели отечественного производства;
- заменить в РУ-10 кВ устаревшие масляные горшковые выключатели марки ВМГ-10/630 и их приводы типа ПП-67, на более современные, вакуумные выключатели с электромагнитными приводами, без замены ячеек (частичная модернизация);

- провести полную модернизацию системы РЗА подстанции, полностью демонтируя устаревшие релейные элементы;
- с учётом рассчитанных значений перспективной нагрузки, предложено проверить силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35 на допустимую перегрузку.

В работе рассчитаны значения максимальных перспективных расчётных нагрузок ПС-Бабстово» 35/10 кВ, включая:

- отдельные нагрузки потребителей РУ-10 кВ;
- суммарную нагрузку всей подстанции на шинах 35 кВ.

Также рассчитаны значения тока нормального режима всех присоединений и вводов распределительных устройств подстанции.

Проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции «Бабстово» 35/10 кВ в среднем, минимальном и максимальном положении устройства ПБВ трансформатора подстанции.

В работе на основе полученных результатов для питающей линии 35 кВ подтверждено сечение проводов марки АС-95/16, а для распределительных линий 10 кВ – кабелей марки АСБ-10 различных сечений.

Выбраны и проверены коммутационные электрические аппараты:

- с целью модернизации устаревшего оборудования, выбраны новые высоковольтные выключатели марки ВРНСМ-35-20/1600 (ООО «НТЭАЗ Электрик») для установки в РУ-35 кВ подстанции;
- с целью модернизации устаревшего оборудования, также выбраны новые высоковольтные выключатели марки ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик») для установки в РУ-10 кВ подстанции;
- проверены на соответствие расчётным параметрам сети разъединители марки РДЗ-2-35/1000Н УХЛ1 с приводом ПР-У1, установленные в РУ-35 кВ подстанции;
- проверены на соответствие расчётным параметрам сети высоковольтные предохранители марки ПК-10, применяющиеся для

защиты трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд, установленных в РУ-10 кВ подстанции.

Кроме того, в ячейках РУ-10 кВ применены специальные вставки с выкатными элементами, позволяющие провести частичную модернизацию оборудования без замены ячеек, а также отказаться от применения разъединителей.

В результате проведения расчётов по проверке измерительных трансформаторов напряжения и тока на соответствие параметрам установки на подстанции 35/10 кВ «Бабстово», получены следующие результаты:

- на стороне 10 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети трансформаторы напряжения НАМИ-10;
- на стороне 10 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети стационарные трансформаторы тока ТПОЛМ-10.

В результате проведения расчётов по выбору и проверке нелинейных ограничителей перенапряжения на подстанции 35/10 кВ «Бабстово», получены следующие результаты:

- на стороне 35 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети ограничители перенапряжений ОПН-35УХЛ1 на основе оксидно-цинковых варисторов без искровых промежутков;
- на стороне 10 кВ выбраны и проверены на соответствие параметрам электрической сети ограничители перенапряжения ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2, которые рекомендуется установить совместно с выбранными ранее вакуумными выключателями ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик»).

Таким образом, всё выбранное и проверенное оборудование напряжением 35 кВ и 10 кВ подходит для установки на понизительной подстанции «Бабстово» 35/10 кВ.

В работе расчётным путём установлено, что силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35, установленные на ТП «Бабстово» 35/10 кВ, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном

режимах работы, а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

Проведена модернизация системы РЗА подстанции 35/10 кВ «Бабстово». Выбраны типы РЗА для защиты силовых трансформаторов, линейных присоединений и сборных шин подстанции.

Для решения всех поставленных задач выбраны микропроцессорные блоки РЗА SMPR 155 производителя Orion Italia S.R.L., которые являются выгодным решением для защиты силовых трансформаторов, сборных шин и распределительных линий подстанции.

Установлено, что проведённая модернизация релейной защиты и автоматики подстанции 35/10 кВ позволяет повысить надёжность и безопасность эксплуатации электрооборудования, а также снизить риск возникновения аварийных ситуаций.

Таким образом, все принятые в работе технические решения по модернизации схемы электрических соединений и модернизации оборудования силовых и вторичных цепей подстанции «Бабстово» 35/10 кВ, подтверждены в работе.

Список используемых источников

1. АСБ длительно допустимый ток [Электронный ресурс]: URL: <https://elmarts.ru/blog/spravochnik/asb-dlitelno-dopustimyy-tok/> (дата обращения: 19.03.2024).
2. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ВВ/TEL 6-20 кВ. URL: <https://www.tavrida.ru/ter/support/documents/1/> (дата обращения: 19.03.2024).
3. ВР35НСМ / Вакуумные выключатели 35 кВ. URL: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwj1w5vm-ICFAxXx9LsIHecXDokQFnoECBIQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.vsoyuz.com%2Fru%2Fprodukcija%2Fcb%2Fvakuumnye-vyklyuchateli-35-kv%2Fvr35nsm.htm&usg=AOvVaw1GbYeWhPt0-hEdypY2-WRc&opi=89978449> (дата обращения: 19.03.2024).
4. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 19.03.2024).
5. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 19.03.2024).
6. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода [Электронный ресурс]: URL: <http://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 19.03.2024).
7. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
8. Микропроцессорный блок РЗА SMPR 155 [Электронный ресурс]: URL: https://rospolus.ru/6_35kv/rza/rza_0003.html (дата обращения: 19.03.2024).
9. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей,

станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.

10. Подстанции: Еврейская автономная область [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/validator/yev-substation.html> (дата обращения: 19.03.2024).

11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

12. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

13. РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РДЗ-2-35/1000Н УХЛ1. [Электронный ресурс]: URL: <https://tmnrg.ru/razedinitel-rdz-2-35-1000>(дата обращения: 19.02.2024).

14. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 19.03.2024).

15. Рекомендации по выбору и применению ОПН. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.elec.ru/publications/peredacha-raspredelenie-i-nakoplenie-elektroenergi/98/> (дата обращения: 19.03.2024).

16. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

17. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.

18. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.

19. Трансформатор силовой масляный ТМ-4000 класса напряжения 10 и 35 кВ. [Электронный ресурс]: URL: <https://chebelektra.com/transformator/tm4000> (дата обращения: 19.03.2024).

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва, 2020. 142 с.