

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Модернизация вторичных систем ПС 220/110/10 кВ в связи с реконструкцией ОРУ
110 кВ и расширением подстанции

Обучающийся

Д.С. Липанов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент, А.Н. Черненко

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

Тольятти 2023

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ технического состояния устройств ИТС и вторичной коммутации	9
1.1 Обследование устройств ИТС и вторичной коммутации.....	9
1.1.1 Релейная защита и автоматика	9
1.1.2 ССПИ.....	21
1.1.3 АИИС КУЭ	27
1.1.4 Системы связи	30
1.2 Обследование электромагнитной обстановки	32
2 Определение балансов и расчет установившихся электроэнергетических режимов.....	34
2.1 Баланс мощности.....	34
2.2 Общие сведения	38
2.3 Расчетная схема сети	39
2.4 Расчет электроэнергетических режимов на год окончания реконструкции ПС и на перспективу 5 лет	40
2.5 Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2027 год.....	55
3 Разработка мероприятий по модернизации установленных на ПС вторичных систем	58
3.1 Релейная защита и автоматизация.....	58
3.1.1 Решения по организации РЗА.....	58
3.1.2 Общие технические решения.....	58
3.1.3 Комплекты ступенчатых защит	60
3.1.4 Автоматика, управление и сигнализация выключателями.....	61
3.1.5 Доступ и параметрирование терминалов, сигнализация	62
3.1.6 Управление разъединителями. Оперативная блокировка	64
3.1.7 Регистрация аварийных событий	64

3.1.8 Организация системы оперативного постоянного тока.....	67
3.1.9 ДЗШ–110 кВ	68
3.1.10 УРОВ–110 кВ	69
3.1.11 Решения в части цепей переменного тока.....	69
3.1.12 Решения в части цепей переменного напряжения.....	70
3.1.13 Решения в части переноса существующего оборудования	71
3.1.14 АЧР–110 кВ	71
3.2 Система сбора и передачи информации	80
3.2.1 Функции и структура существующей ПТК ССПИ	80
3.2.2 Техническое и информационное обеспечение.....	83
3.2.3 Электропитание устанавливаемого оборудования ССПИ	85
3.2.4 Объем устанавливаемого оборудования и кабельной продукции ПТК ССПИ.....	86
3.2.5 Интеграция устройств РЗА	87
3.2.6 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы ССПИ в действие	88
3.3 Автоматизированная информационно-измерительная система учёта энергоресурсов	92
3.3.1 Описание существующей системы АИИСКУЭ.....	92
3.3.2 Решения по организации электропитания устройств АИИС КУЭ (счетчики электроэнергии).....	93
3.3.3 Решения по защите от несанкционированного доступа	93
3.3.4 Объем устанавливаемого оборудования	94
3.3.5 Требования к АИИС КУЭ	95
3.3.6 Решения по электромагнитной совместимости	98
Заключение	101
Список используемой литературы	104

Введение

ПС 220 кВ предназначена для электроснабжения промышленных и бытовых потребителей прилегающего района, расположенных в г. Балашов Саратовской области.

На ПС установлены автотрансформаторы АТ-1 и АТ-2 типа АДЦТН-125000/220/110/10-68У1 мощностью 125 МВА. Линейные регулировочные трансформаторы ЛРТ-1 и ЛРТ-2 типа ЛТМН-16000/10 У1 мощностью 16 МВА.

«ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «Мостик с выключателем в цепи автотрансформатора АТ-1 и отделителем в цепи автотрансформатора АТ-2 ремонтной перемычкой со стороны линий».

ОРУ 110 кВ выполнено по типовой схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин». КРУН 10 кВ выполнено по схеме «Две системы шин».

Изоляция ошиновки ОРУ 220, 110 кВ выполнена с применением стеклянных изоляторов. Оперативный ток на ПС – постоянный ток, напряжение 220 В.

На ПС два существующих трансформатора собственных нужд, ТСН-1 - ТМ-400/10/0,4, ТСН-2 – ТМ-630/10/0,4. Группа соединения обмоток Y/Yн-0. ЩСН 0,4 кВ находится в ЗЩУ, выполнен двухсекционным.

Подстанция расположена в районе со II степенью загрязнения атмосферы.

Защита ОРУ 220, 110 кВ от прямых ударов молнии осуществляется при помощи существующих молниеотводов, установленных отдельно и на ячейковых порталах. Защита оборудования от грозовых и внутренних перенапряжений выполнена существующими разрядниками.

По территории ПС контрольные и силовые кабели проложены в кабельных лотках» [1].

Основное первичное оборудование на ПС находится в удовлетворительном состоянии.

В работе рассматриваются вопросы модернизации вторичных систем подстанции, обусловленные необходимостью расширения подстанции со строительством двух новых линейных ячеек в ОРУ 110 кВ для обеспечения возможности присоединения ООО «Саратовбиотех» (ЛЭП 110, ГПП 110/10 кВ 2×40 МВА).

Две новые линейные ячейки 110 кВ размещаются в резервных местах в ОРУ 110 кВ.

На рисунке 1 приведен внешний вид ОРУ 110 кВ.

На рисунке 2 приведен внешний вид рядов выключателей 110 кВ и шинных опор 110 кВ.

На рисунке 3 приведен внешний вид ТСН-1 и ТСН-2.

На рисунке 4 приведен внешний вид ЩСН 0,4 кВ в ГЩУ.



Рисунок 1 – Внешний вид ОРУ 110 кВ ПС



а

Рисунок 2 – Внешний вид рядов выключателей 110 кВ и шинных опор 110 кВ



Рисунок 3 – Внешний вид ТСН-1 и ТСН-2



Рисунок 4 – ЩСН 0,4 кВ в ГЩУ

В рамках расширения подстанции предполагается реализация следующих мероприятий:

- разработка электротехнических мероприятий, сопутствующих установке нового оборудования (конструктивное исполнение и параметры оборудования, ошиновки и др.), с приведением соответствующих расчетов;
- установка микропроцессорных шкафов РЗА на вновь устанавливаемых выключателях с применением типовых шкафов РЗА ПАО «ФСК ЕЭС»;
- интеграция вновь установленного оборудования в существующую систему ПТК ССПИ путем доукомплектации системы;
- замена РАС и подключение сигналов от вновь устанавливаемого оборудования и устройств РЗА;
- организация двух новых точек учета и перемонтаж информационных линий для высвобождения отдельных портов на шлюзах E422;

- перенос оборудования связи и систем записи оперативных переговоров в контейнер связи;
- организации системы бесперебойного электропитания 48 В постоянного тока и 220 В переменного тока для всех систем связи, путем установки шкафа системы гарантированного питания.

Таким образом, можно сформулировать цель и основные задачи диссертационного исследования в следующем виде.

Цель работы заключается в проработке технических мероприятий по модернизации вторичных систем ПС для обеспечения возможности подключения к подстанции дополнительных потребителей.

Для достижения поставленной цели предполагается решить следующие задачи:

- анализ технического состояния устройств ИТС и вторичной коммутации;
- определение балансов и расчет установившихся электроэнергетических режимов;
- разработка мероприятий по модернизации установленных на ПС вторичных систем.

1 Анализ технического состояния устройств ИТС и вторичной коммутации

Целью выполнения первого раздела диссертационного исследования является сбор, изучение и систематизация доступных данных (существующих документов по текущему составу, техническому состоянию и условиям работы оборудования, сооружений и технических средств, используемых на ПС) для разработки последующих технических мероприятий.

1.1 Обследование устройств ИТС и вторичной коммутации

1.1.1 Релейная защита и автоматика

На ПС 220 кВ было выполнено обследование состояния оборудования РЗА. Защиты выполнены преимущественно на электромеханической базе. Перечень оборудования УРЗА, установленного на подстанции, указан в таблицах 1 – 3.

Таблица 1 – Перечень оборудования релейной защиты на ПС 220 кВ

Присоединение	Название защиты	Тип защиты, место установки, номер панели, шкафа	Год выпуска	Техническое состояние
АТ-1	Газ. з-та РПН и АТ-1, Газ. з-та РПН и ЛРТ-1, ДЗТ АТ-1, ДЗТ ЛРТ-1	п № 34	1983	удовлетворительное
АТ-1	Резервные защиты АТ-1	п № 35	1983	удовлетворительное
АТ-1	Дистанционная защита АТ-1	ПЗ-5 п № 37	1983	удовлетворительное
В 220 АТ-1	АУВ (резервные защиты АТ-1) В 220 АТ-1	ШЭ 2607 071 п.№42	10.2015	удовлетворительное
КРУН-10 кВ АТ-1	Светодуговая защита	КРУН-10 АТ-1, п № 35 ГЩУ	2010	удовлетворительное

Продолжение таблицы 1

Присоединение	Название защиты	Тип защиты, место установки, номер панели, шкафа	Год выпуска	Техническое состояние
АТ-2	Газ. з-та РПН и АТ-2, Газ. з-та РПН и ЛРТ-2, ДЗТ АТ-2, ДЗТ ЛРТ-2	п № 46	1983	удовлетворительное
АТ-2	Резервные защиты АТ-2	п № 47	1983	удовлетворительное
АТ-2	Дистанционная защита АТ-2	ПЗ-5 п № 49	1983	удовлетворительное
КРУН-10 кВ АТ-2	Светодуговая защита	КРУН-10 АТ-2, п №47 ГЩУ	2010	удовлетворительное
ВЛ-220 кВ Хопёр - Ртищево	Основная защита	ДФЗ- 201 с ВЧ-постом ПВЗ-90М п.№57	1982	удовлетворительное
ВЛ-220 кВ Хопёр - Ртищево	Резервная защита	ЭПЗ–1636 п. № 58	1982	удовлетворительное
ТТ 220 Ртищево, ТТ 220 АТ-1, ТТ-1(2) 220 СВ	Контроль давления элегаза в ТТ 220 кВ	ШКДЭ ТТ-220 п.№43	09.2015	удовлетворительное
ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопёр	Основная защита	п.№54 ПДЭ 2802 с ВЧпостом АВЗК80	1990	удовлетворительное
ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопёр	Резервная защита	п № 55 ЩДЭ 2801	1990	удовлетворительное
ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопёр	Резервная защита (подменная панель)	ЭПЗ–1636 п. № 60	1982	удовлетворительное
УРОВ- 220кВ	УРОВ-220кВ	п № 59 (нижняя половина)	-	удовлетворительное
ВЛ 220 кВ Хопёр - Ртищево	ВЧТО	п №122 ПРД 44-48 кГц УПК-Ц	2010	удовлетворительное
ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопёр.	ВЧТО	п. № 66 ПРД 72 кГц УПК-Ц	08.2015	удовлетворительное
ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопёр и ВЛ 220 кВ Хопёр - Ртищево	Повторители выходных реле защит ВЛ-220кВ	п № 62	1982	удовлетворительное

Продолжение таблицы 1

Присоединение	Название защиты	Тип защиты, место установки, номер панели, шкафа	Год выпуска	Техническое состояние
Шины 110 кВ	ДЗШ-110кВ	п. № 104, п№105, п№106	1982	удовлетворительное
УРОВ-110 кВ	УРОВ-110 кВ	п № 107	1982	удовлетворительное
ШСВ-110 кВ	АУВ и КСЗ ШСВ-110	п № 61 ШЭ 2607 015	05.2013	удовлетворительное
ОВ-110	Защиты ОВ-110	ЭПЗ–1636 п. № 109	1982	удовлетворительное
ОВ-110	ИМФ-ЗР	П.№26	2012г	удовлетворительное
ТТ 110 ОВ	Шкаф контроля давления элегаза в ТТ 110 ОВ	П.№15	08.2015	удовлетворительное
ВЛ-110 Перемычка-1.	Защиты В-110 Перемычка 1ц	ЭПЗ–1636 п. № 92	1982	удовлетворительное
ВЛ-110 Перемычка-1.	АУВ В-110 Перемычка-1	ШЭ 2607 011 п.№93	06.2013	удовлетворительное
ВЛ-110 Перемычка-1.	ИМФ-ЗР	П.№24	2012	удовлетворительное
ВЛ-110 Самойловка	Защиты В-110 Самойловка	ЭПЗ–1636 п. №94	1983	удовлетворительное
ВЛ-110 Самойловка	АУВ и КСЗ В-110 Самойловка	ШЭ 2607 011 п.№127	08.2013	удовлетворительное
ВЛ-110 Самойловка	ИМФ-ЗР	П.№27	2012	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Хопёр- Хопёр-2 тяг	Защиты В-110 Хопёр-2 тяг.	ЭПЗ–1636 п. №96	1982	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Хопёр – Хопёр-2 тяг.	ИМФ-ЗР	П.№27	2012	удовлетворительное
ВЛ 110 Компрессорная-2.	Защиты В-110 Компрессорная 2ц.	ЭПЗ–1636 п. №97	1982	удовлетворительное
ВЛ 110 Компрессорная-2.	АУВ В-110 Компрессорная-2	ШЭ 2607 011 п.№124	03.2013	удовлетворительное
ВЛ 110 Компрессорная-2.	ИМФ-ЗР	П.№27	2012	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Хопёр - Байчурово.	Защиты В-110 Байчурово.	ЭПЗ–1636 п. №86	1982	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Хопёр - Байчурово.	АУВ и КСЗ В-110 Байчурово	ШЭ 2607 011 п.№87	10.2015	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Хопёр - Байчурово.	ИМФ-ЗР	П.№23	2012	удовлетворительное

Продолжение таблицы 1

Присоединение	Название защиты	Тип защиты, место установки, номер панели, шкафа	Год выпуска	Техническое состояние
ВЛ 110 Компрессорная-1.	Защиты В-110 Компрессорная 1ц.	ЭПЗ–1636 п. №88	1982	удовлетворительное
ВЛ 110 Компрессорная-1.	АУВ В-110 Компрессорная-1	ШЭ 2607 011 п.№126	06.2013	удовлетворительное
ВЛ 110 Компрессорная-1.	ИМФ-3Р	П.№27	2012	удовлетворительное
ВЛ-110 Соцземледелие	Защиты В-110 Соцземледелие	ЭПЗ–1636 п. №98	1982	удовлетворительное
ВЛ-110 Соцземледелие	АУВ и КСЗ В-110 Соцземледелие	ШЭ 2607 011 п.№99	08.2013	удовлетворительное
ВЛ-110 Соцземледелие	ИМФ-3Р	П.№22	2012	удовлетворительное
ВЛ-110 Романовка	Защиты В-110 Романовка	ЭПЗ–1636 п. №100	1982	удовлетворительное
ВЛ-110 Романовка	АУВ и КСЗ В-110 Романовка	ШЭ 2607 011 п.№123	03.2013	удовлетворительное
ВЛ-110 Романовка	ИМФ-3Р	П.№23	2012	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Янтарная	Защиты В-110 Янтарная	ЭПЗ–1636 п. №101	1982	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Янтарная	АУВ и КСЗ В-110 Янтарная	ШЭ 2607 011 п.№128	08.2013	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Янтарная	ИМФ-3Р	П.№22	2012	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Хопёр - Котоврас	Защиты В-110 Котоврас	ЭПЗ–1636 п. №103	1982	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Хопёр - Котоврас	АУВ и КСЗ В-110 Котоврас	ШЭ 2607 011 п.№102	08.2013	удовлетворительное
ВЛ 110 кВ Хопёр - Котоврас	ИМФ-3Р	П.№22	2012	удовлетворительное
ВЛ-110 Перемышка-2	Защиты В-110 Перемышка 2ц	ЭПЗ–1636 п. №85	1987	удовлетворительное
ВЛ-110 Перемышка-2	АУВ В-110 Перемышка-2	ЭПЗ–1636 п. №85	10.2015	удовлетворительное
ВЛ-110 Перемышка-2	ИМФ-3Р	П.№24	2012	удовлетворительное
ВЛ 110 Городская-2	Защиты В-110 Город 2	ЭПЗ–1636 п. №111	1982	удовлетворительное
ВЛ 110 Городская-2	АУВ В-110 Город-2	ШЭ 2607 011 п.№112	08.2013	удовлетворительное
ВЛ 110 Городская-2	ИМФ-3Р	П.№26	2012	удовлетворительное

Продолжение таблицы 1

Присоединение	Название защиты	Тип защиты, место установки, номер панели, шкафа	Год выпуска	Техническое состояние
ВЛ 110 Городская-1	Защиты В-110 Город 1ц	ЭПЗ-1636 п. №113	1977	удовлетворительное
ВЛ 110 Городская-1	АУВ В-110 Город-1	ШЭ 2607 011 п.№125	06.2013	удовлетворительное
ВЛ 110 Городская-1	ИМФ-3Р	П.№26	2012	удовлетворительное
РПР-110	РПР-110	п № 82	1983	удовлетворительное
РПР-110	РПР-110	п № 83	1983	удовлетворительное
РПР-110	РПР-110	п № 84	1991	удовлетворительное
АТ-1, АТ-2	РПР-110	п № 40	1983	удовлетворительное
Панели управления	Панели управления	п.№1-8	1983	удовлетворительное
1 и 2 с.ш. 110 кВ	ТН-110 кВ	п № 81	1983	удовлетворительное
1 и 2 с.ш. 220 кВ	ТН-220 кВ	п № 16	1983	удовлетворительное
ВЛ-220 Хопёр - Ртищево	ИМФ-3Р	п № 11	2009	удовлетворительное
ВЛ-220 Балашовская - Хопёр	ИМФ-3Р	п № 13	2009	удовлетворительное
1с.ш.-220кВ	Регистратор №27	№ 14 Бреслер 0104	1997	удовлетворительное
2с.ш.-220кВ	Регистратор №28	№ 14 Бреслер 0104	1997	удовлетворительное
1с.ш.-110кВ	Регистратор №25	№ 25 Бреслер 0103	1996	удовлетворительное
2с.ш.-110кВ	Регистратор №26	№ 25 Бреслер 0103	1996	удовлетворительное
Центральная сигнализация	Центральная сигнализация	п №17	1982	удовлетворительное
1с.ш. 10 кВ АТ-1	ТН-10 кВ 1 с.ш.	КРУН-10 АТ-1 Яч№4	1980	удовлетворительное
2с.ш. 10 кВ АТ-2	ТН-10 кВ 2 с.ш.	КРУН-10 АТ-2 Яч№6	1980	удовлетворительное
ТСН-1	В-10 ТСН-1	КРУН-10 АТ-1 Яч№1	1980	удовлетворительное
ТСН-2	В-10 ТСН-2	КРУН-10 АТ-2 Яч№1	1980	удовлетворительное

Продолжение таблицы 1

Присоединение	Название защиты	Тип защиты, место установки, номер панели, шкафа	Год выпуска	Техническое состояние
10 кВ ЛРТ-1	ТН-10 кВ ЛРТ-1	КРУН-10 АТ-1 Яч№2	1980	удовлетворительное
10 кВ ЛРТ-2	ТН-10 кВ ЛРТ-2	КРУН-10 АТ-2 Яч№4	1980	удовлетворительное
АТ-1	ШАОТ АТ-1	ОРУ 110кВ ШАОТ ДЦ-4	1982	удовлетворительное
АТ-2	ШАОТ АТ-2	ОРУ 110кВ ШАОТ ДЦ-4	1982	удовлетворительное
ЩПТ	панель №1 ЩПТ	ЩПТ	1983	удовлетворительное
ЩПТ	панель №2 ЩПТ	ЩПТ, П-281	1983	удовлетворительное
ЩПТ	панель №3 ЩПТ	ЩПТ	1983	удовлетворительное
ЩПТ	ШРОТ №1, 2	П.№1	09.2015	удовлетворительное
Оперативный ток	ВУ-1	ВУ-1 ВА3П 380/260-40/80-У4	1982	удовлетворительное
Оперативный ток	ВУ-2	ВУ-2 ВА3П 380/260-40/80-У4	1982	удовлетворительное
ЩСН	ЩСН п.№1 - 7	п.№1 ПСН-1111 п.№2 ПСН-1122 п.№3 ПСН-102 п.№4 п.№5 ПСН-102 п.№6 ПСН122А п.№7 ПСН-121	1982	удовлетворительное
Электромагнитная блокировка	Электромагнитная блокировка	п.№53	1982	удовлетворительное

Таблица 2 – Перечень оборудования электроавтоматики на ПС 220 кВ

Присоединение	Название защиты	Тип защиты, место установки, номер панели, шкафа	Год выпуска	Техническое состояние
ВЛ-220 Балашовская 500 - Хопёр - Ртищево	Автоматика СВ-220 кВ	п № 59	1983	удовлетворительное
ЛРТ-1 АТ-1	Автоматика РПН ЛРТ-1	п № 38 РПВ258-У4	1984	удовлетворительное
В-110 АТ-1	АУВ В-110 АТ-1	ШЭ 2607 019 п.№41	08.2013	удовлетворительное
АТ-1	Автоматика РПН и охлаждения АТ-1	п № 39	1983	удовлетворительное
ЛРТ-2 АТ-2	Автоматика РПН ЛРТ-2	п № 50 РПВ258-У4	1983	удовлетворительное
В-110 АТ-2	АУВ В-110 АТ-2	ШЭ 2607 019 п.№52	08.2013	удовлетворительное
ОД, КЗ-220 АТ-2	Автоматика ОД, КЗ-220 АТ-2	п № 48	1983	удовлетворительное
АТ-2	Автоматика РПН и охлаждения АТ-2	п № 51	1983	удовлетворительное
ОВ-110	Автоматика ОВ-110 кВ	п № 108	1983	удовлетворительное
В-10 АТ-1	Управление и АПВ В-10 АТ-1	Яч. №3 КРУН10кВ АТ-1 РПВ-58	1981	удовлетворительное
В-10 АТ-2	Управление и АПВ В-10 АТ-2	Яч. №3 КРУН10кВ АТ-2 РПВ-58	1982	удовлетворительное
ЩСН – 0,4 кВ	АВР	п. №4 СВ ЩСН-0,4кВ	1982	удовлетворительное

Таблица 3 –Перечень оборудования противоаварийной автоматики на ПС 220 кВ

Присоединение	Название защиты	Тип защиты, место установки, номер панели, шкафа	Год выпуска	Техническое состояние
ВЛ 220 кВ Хопёр - Ртищево	МКПА 1 и 2 компл. алгоритм АЛАР-220 кВ	п № 119 МКПА 1 компл. п № 120 МКПА 2 компл.	2017	удовлетворительное

Продолжение таблицы 3

Присоединение	Название защиты	Тип защиты, место установки, номер панели, шкафа	Год выпуска	Техническое состояние
Шины 110 кВ	МКПА 1 и 2 компл, алгоритм АОПО ВЛ 110 кВ Хопер - Байчурово тяговая с отпайкой на ПС Родничок и АОПО ВЛ 110 кВ Хопер -Хопер-2 тяговая	п № 119 МКПА 1 компл. п № 120 МКПА 2 компл.	2017	удовлетворительное
Шины 110 кВ	АЧР	п № 121	1992	удовлетворительное

Установка проектируемых шкафов осуществляется на резервные места в ГЩУ. Существующие оперативные цепи и цепи управления выполнены на постоянном токе, напряжение ЩПТ – 220 В.

Для питания электромагнитов включения и отключения выключателей и проектируемых шкафов предусматривается установка шкафов распределения оперативного постоянного тока ШРОТ-3 и ШРОТ-4 на панель, на которой установлены шкафы ШРОТ-1 и ШРОТ-2.

На рисунках 5 и 6 приведен внешний вид существующих шкафов ШРОТ-1 и ШРОТ-2 соответственно.

На рисунке 7 приведена фотография установленного в настоящее время устройства РАС, а на рисунке 8 показано предполагаемое место установки устройств ОМП.

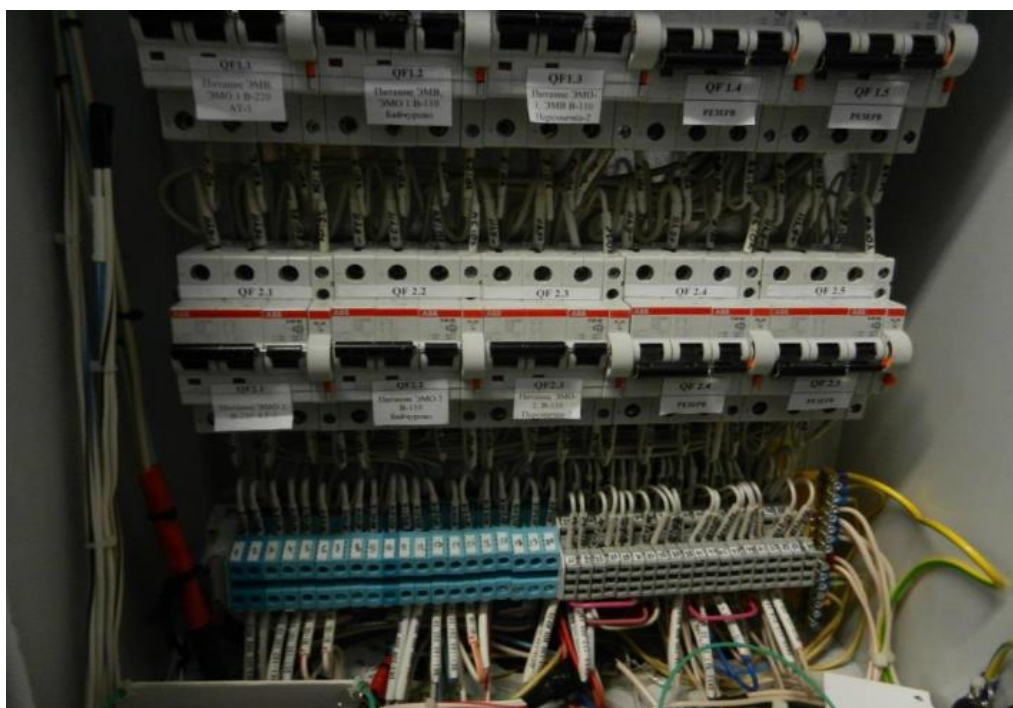


Рисунок 5 – Существующий шкаф ШРОТ-1



Рисунок 6 – Существующий шкаф ШРОТ-2

На ПС 220 кВ установлены регистраторы аварийных событий (РАС) производства ООО «НПП Бреслер». В связи с отсутствием резервных мест для

подключения устанавливаемого оборудования к РАС 110 кВ необходимо в панели №25 заменить существующий устаревший терминал Бреслер-0103 на современный Бреслер-0107.010.



Рисунок 7 – Существующие устройства РАС



Рисунок 8 – Предполагаемое место установки устройств ОМП

На рисунке 9 приведен внешний вид панелей управления на ПС.



Рисунок 9 – Существующие панели управления

На ПС 220 кВ существующие вторичные цепи находятся в удовлетворительном состоянии. В связи с проектированием двух новых линейных ячеек 110 кВ параметры токовых цепей будут определены в следующих разделах диссертации. На рисунках 10-12 представлен внешний вид существующих вторичных цепей.

На ПС 220 кВ для исключения ошибочных действий персонала при оперативных переключениях предусмотрена оперативная блокировка.

На ПС 220 кВ установлена панель №24 ОМП 110 кВ с устройствами ОМП 110 кВ. В панель №24 предполагается установка устройств ОМП для проектируемого оборудования.



Рисунок 10 – Существующие вторичные цепи



Рисунок 11 – Существующие вторичные цепи (продолжение)

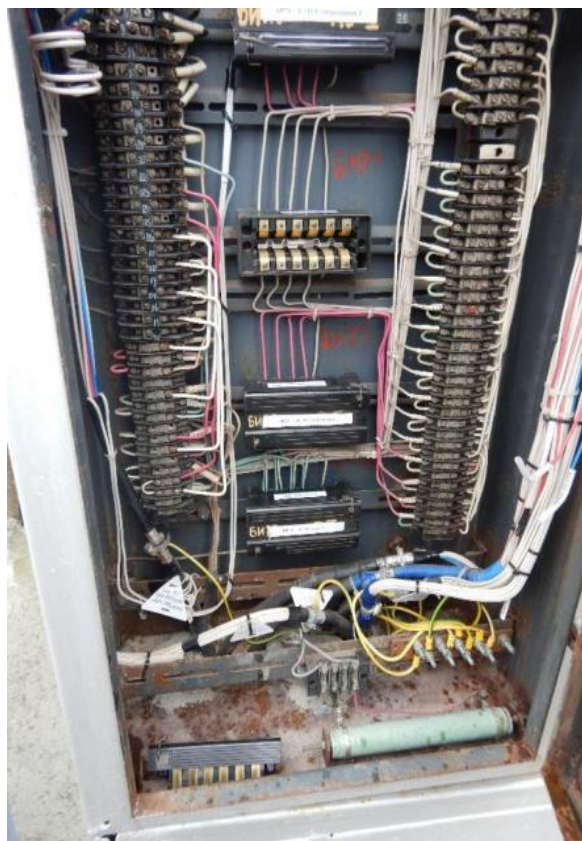


Рисунок 12 – Существующие вторичные цепи (продолжение)

На ПС 220 кВ установлена панель ДЗШ 110 кВ. Токовые цепи проектируемого оборудования предусматривается подключить в существующую панель ДЗШ 110 кВ.

На ПС 220 кВ установлена панель УРОВ 110 кВ. Токовые цепи проектируемого оборудования предусматривается подключить в существующую панель УРОВ 110 кВ.

Решения в части установки устройств релейной защиты и автоматики, их количества и типов будут разработаны в проектной документации.

1.1.2 ССПИ

На ПС 220 кВ было обследовано оборудование ПТК ССПИ, установленное в ГЩУ. ПТК ССПИ выполнен на базе оборудования АО «РТСофт». Состояние оценено как удовлетворительное.

В ПТК условно выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС):

- нижний (полевой) уровень;
- средний уровень (коммуникационный);
- верхний уровень (уровень подстанции).

«К нижнему (полевому) уровню относятся устройства, которые непосредственно связаны с объектом мониторинга. Нижний уровень системы строится на базе следующих устройств» [2]:

- контроллеров SPRECON-E-C производства Sprecher Automation;
- многофункциональных измерительных преобразователей ЭНИП-2.

Измерение параметров электрического режима (токов, напряжений, активной и реактивной мощности, напряжений и частоты на шинах) выполняется с использованием измерительных преобразователей ЭНИП-2. Каждый измерительный преобразователь ЭНИП-2 обеспечивает возможность измерения режимных параметров для одного присоединения электрической схемы подстанции.

Для сбора ТС и организации приема данных от дополнительных датчиков используются контроллеры SPRECON-E-C.

Средний уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний, синхронизации компонентов системы, передачи информации в другие системы. Средний уровень представлен следующим оборудованием:

- резервированным стационарным контроллером SPRECON-E-C;
- оборудованием технологической ЛВС;
- оборудованием системы единого времени.

Основная функция стационарного контроллера - организация обмена данными и ретрансляция информации между устройствами нижнего уровня системы и вышестоящими уровнями диспетчерского управления.

Информационный обмен с другими контроллерами и измерительными преобразователями ЭНИП-2 выполняется по протоколу МЭК 61850. Обмен с вышестоящими диспетчерскими пунктами по протоколу МЭК 60870-5-104.

Для организации технологической ЛВС ПТК ССПИ используются сетевые коммутаторы в составе шкафов ССПИ [4].

Для обеспечения точной синхронизации всех устройств с астрономическим временем, в составе ПТК ССПИ предусматривается система единого времени (СЕВ). СЕВ состоит из спутниковой антенны и ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Верхний уровень системы представлен резервированным сервером SCADA и автоматизированным рабочим местом оперативного персонала (АРМ ОП) на базе программного обеспечения SPRECON-V. Сервер выполняет сбор, централизованную обработку информации, ее хранение в архивах и визуализацию мнемосхем на мониторе АРМ оператора.

Сервер SCADA/БД - резервируемый сервер базы данных и SCADA, на котором концентрируется вся информация с устройств среднего и нижнего уровней, включая все параметры нормального и аварийного режимов, поступающие от всех подсистем. Собранная информация используется для визуализации на дисплеях АРМ, сохранения в архивы, расчетов, вывода на печать. В качестве массива хранения информации применены SAS-накопители, объединенные в RAID-массив 5 уровня с поддержкой «горячей» замены [3].

В ходе обследования выявлено, что существующая система ПТК ССПИ не имеет достаточного количества свободных входов и портов для интеграции устанавливаемого оборудования. Требуется доукомплектация существующей системы ПТК ССПИ измерительными преобразователями, управляемыми коммутаторами и оптическими кроссами путем установки в новый шкаф №89.

Подключение сигналов телеизмерения с устанавливаемых трансформаторов тока будет осуществляться в шкаф №18 измерительных преобразователей ОРУ 110 кВ, 0,4 кВ к устанавливаемым в него измерительным преобразователям. Измерительные преобразователи будут подключаться к управляемому коммутатору в шкафу № 89.

Для интеграции устанавливаемых устройств релейной защиты в существующую ПТК ССПИ в шкаф №89 предусматривается установка двух управляющих коммутаторов и оптического кросса. Протокол интеграции устанавливаемых шкафов РЗА – МЭК 61850.

Подключение сигналов телесигнализации с устанавливаемого оборудования на ОРУ 110 кВ предусматривается к контроллеру в шкаф №89.

Питание шкафа №89 предусматривается от существующих автоматических выключателей 17.QF1 и 17.QF2 в шкафу №19 ССПИ ГОЛОВНОМ.

Питание измерительных преобразователей предусматривается от автоматических выключателей, устанавливаемых в шкафу № 18 измерительных преобразователей ОРУ 110 кВ, 0,4 кВ.

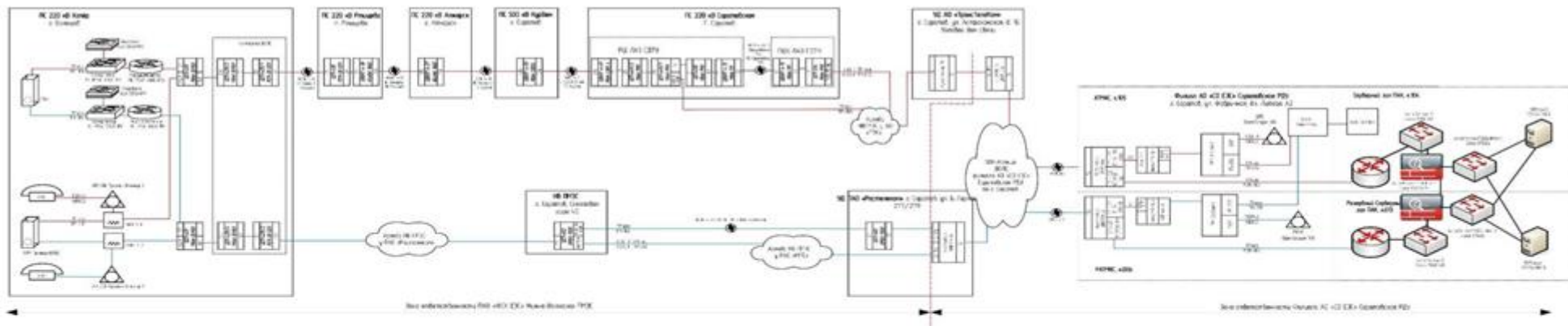
На нижеприведенном рисунке 13 показано оборудование ССПИ на ПС 220 кВ.



Рисунки 13 – Существующее оборудование ССПИ на ПС 220 кВ

На рисунке 14 приведена схема организации каналов информационного обмена и диспетчерской связи для оперативных переговоров ПС 220 кВ с указанием границ эксплуатационной ответственности оборудования СДТУ.

На рисунке 15 показана структурная схема ПТК ССПИ ПС 220 кВ.



№ п/п	Тип связи	Протокол взаимодействия	Скорость кбит/с	Длина канала (км)
1	Интерфейс связи для передачи информации	ADACS	64	1000-1
2	Интерфейс передачи информации	TM-ES	64	TM - Токм TM-ES2
3	Интерфейс связи для передачи информации	ADACS	64	1000-2
4	Интерфейс передачи информации	TM-ES	64	TM - Токм TM-ES2
5	Интерфейс передачи информации	TM-ES	100	TM - Токм
6	Интерфейс передачи информации	TM-ES	100	TM - Токм

Примечания:
 1. Протокол взаимодействия AT, RT, TSC и/или и/или Сетевые РДТ – ADACS. Длина канала РДТ и РДТ не более 1000 км, скорость обмена информацией 64 Кбит/с, 128-1600 Кбит/с. Длина канала – 2000 км. Сетевые РДТ – РДТ не более 1000 км, скорость обмена информацией 64 Кбит/с.
 2. Каналы для информации от Сетевых РДТ и СДТ – ADACS. Длина канала РДТ – не более 1000 км, скорость обмена информацией 64 Кбит/с.
 3. На исключительном канале ДК и ТМ каналы не более ТМ-6, оборудованы Сетевыми РДТ, длина канала не более 100 км.
 4. На исключительном канале ДК и ТМ каналы не более ТМ-6, оборудованы Сетевыми РДТ, длина канала не более 100 км.

Рисунок 14 - Схема организации каналов информационного обмена и диспетчерской связи для оперативных переговоров ПС 220 кВ с указанием границ эксплуатационной ответственности оборудования СДТУ

1.1.3 АИИС КУЭ

На ПС 220 кВ было обследовано состояние оборудования АИИС КУЭ. Состояние оценено как удовлетворительное.

Существующая система имеет следующую архитектуру:

Уровень ИИК – состоит из ТТ, ТН, вторичных измерительных цепей, электронных цифровых счетчиков электроэнергии, коммуникационных средств передачи данных до уровня ИВКЭ [5].

Уровень ИВКЭ совмещен с уровнем ИВК подстанции и представлен в составе:

- Комплектные изделия – шкафы ТКУ, в состав которых входит шлюз E-422, WiFi модем, сетевой концентратор, оптический конвертер, блоки резервного питания счетчиков, блок питания шкафа, источник бесперебойного питания, коммутационное оборудование;
- Комплектное изделие - шкаф ЦКУ, в состав которого входит WiFi модем, сетевой концентратор, оптический конвертер, блок питания шкафа, источник бесперебойного питания, спутниковая станция и АРМ ПС;
- Шкаф УСПД, в состав которого входит УСПД, источник бесперебойного питания [7];
- СОЕВ (система обеспечения единого времени), в состав которой входит приемник сигналов точного времени, совмещенный с устройством, обеспечивающим работу УССВ с IP адресацией.

На рисунках 16-19 приведенные ниже, представлено существующее оборудование АИИС КУЭ ПС 220 кВ.

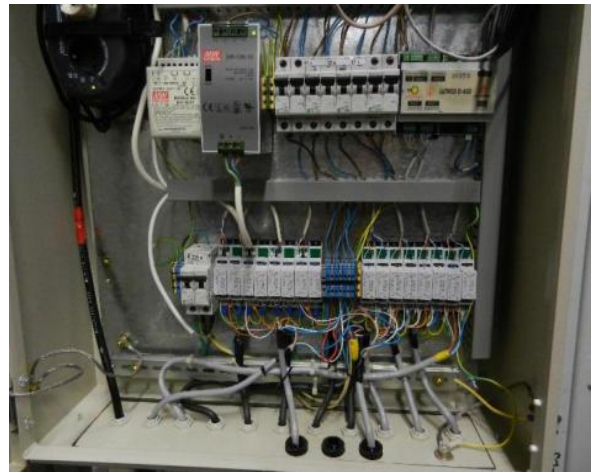


Рисунок 16 – Шкаф ТКУ



Рисунок 17 – Шкаф ЦКУ



Рисунок 18 – Шкаф УСПД



Рисунок 19 – Предполагаемое место установки счетчиков (низ панели №28)

На ПС 220 кВ установлены счетчики типа ZMD402. Согласно перечню аттестационного оборудования, допущенного к применению на объектах ПАО «Россети», данные счетчики в этом списке отсутствуют. Так как в шкафу ТКУ-1 и ТКУ-2 отсутствуют свободные порты для подключения проектируемых счетчиков требуется произвести перемонтаж информационных линий для высвобождения отдельных портов на шлюзах E422 [6].

Организации питания устанавливаемых счетчиков предусматривается от существующего шкафа ТКУ-1. Данный шкаф доукомплектуется автоматическим выключателем.

Проектируемые счетчики предусматривается установить на свободные места в существующей панели счетчиков №28.

Решения в части оборудования АИИС КУЭ будут разработаны в третьем разделе данной работы.

1.1.4 Системы связи

На ПС 220 кВ было обследовано состояние оборудования системы связи, установленного в ГЩУ и контейнере связи. Состояние оценено как удовлетворительное.

На нижеприведенных рисунках 20 и 21 показано существующее оборудование системы связи [8].

Для организации системы бесперебойного электропитания 48 В постоянного тока и 220 В переменного тока для всех систем связи с обеспечением непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения (не менее 6 часов) предусматривается установка шкафа системы гарантированного питания (СГП).

Для организации передачи телеинформации, предусматривается прокладка ВОЛС от приемных порталов проектируемых ячеек 110 кВ по территории ПС 220 кВ до ГЩУ и установка шкафа «Оптический кросс» (рисунок 22).



Рисунок 20 – Оборудование связи в ГЩУ



Рисунок 21 – Оборудование связи в контейнере связи



Рисунок 22 – Предполагаемое место установки шкафа «Оптический кросс»

1.2 Обследование электромагнитной обстановки

В рамках обследования была проведена оценка электромагнитной обстановки в части устанавливаемого оборудования.

По результатам обследования электромагнитной обстановки на ПС 220 кВ можно выделить следующее:

- конфигурация ЗУ удовлетворяет требованиям НТД;
- размер сечения заземляющих проводников и заземлителей удовлетворяет требованиям НТД по условиям термической стойкости к токам КЗ;
- система заземления ГЩУ и ОРУ 110 кВ имеет удовлетворительное сопротивление металlosвязи с общим ЗУ;
- уровень ВЧ помех при КЗ не будет представлять опасности для установленной аппаратуры;
- импульсные разности потенциалов, возникающие при разряде молнии в элементы системы молниезащиты ПС, не будут представлять опасность при использовании экранированных цепей;
- уровни напряженности непрерывного МППЧ и кратковременного МППЧ не будут представлять опасности для МП аппаратуры;
- «уровни напряженности импульсного магнитного поля не будут представлять опасности для МП аппаратуры, испытанной по 5-ой и выше степеням устойчивости к импульсному магнитному полю;
- уровни напряженности радиочастотного электромагнитного поля не будут представлять опасности для МП аппаратуры» [9];
- разряды статического электричества не будут представлять опасности для МП аппаратуры;
- уровни наносекундных импульсных помех от электромеханических устройств не будут представлять опасности для МП аппаратуры;
- уровень кондуктивных помех радиочастотного диапазона не будут представлять опасности для МП аппаратуры.

Согласно результатам обследования электромагнитной обстановки ГЩУ и ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ разработка мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудование не требуется.

Выводы по разделу 1.

В результате проведенного обследования на ПС 220 кВ, был получен объем исходных данных, который достаточен для принятия основных технических решений и начала работы над разделами 2 и 3 данной диссертации.

В рамках расширения подстанции предполагается реализация следующих мероприятий:

- разработка электротехнических мероприятий, сопутствующих установке нового оборудования (конструктивное исполнение и параметры оборудования, ошиновки и др.), с приведением соответствующих расчетов;
- установка микропроцессорных шкафов РЗА на вновь устанавливаемых выключателях с применением типовых шкафов РЗА ПАО «ФСК ЕЭС»;
- интеграция вновь установленного оборудования в существующую систему ПТК ССПИ путем доукомплектации системы;
- замена РАС и подключение сигналов от вновь устанавливаемого оборудования и устройств РЗА;
- организация двух новых точек учета и перемонтаж информационных линий для высвобождения отдельных портов на шлюзах E422;
- перенос оборудования связи и систем записи оперативных переговоров в контейнер связи;
- организации системы бесперебойного электропитания 48 В постоянного тока и 220 В переменного тока для всех систем связи, путем установки шкафа системы гарантированного питания.

Реконструкция ПС 220 кВ осуществляется в существующих границах земельного участка.

2 Определение балансов и расчет установившихся электроэнергетических режимов

2.1 Баланс мощности

В разделе приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности Саратовской энергосистемы на год ввода объекта в эксплуатацию (окончания реконструкции) и перспективу 5 (пять) лет, а также для каждого этапа реконструкции, предусматривающего ввод в эксплуатацию электроустановок (части электроустановок) для характерных режимов.

Для корректного моделирования расчетной схемы сети произведем анализ прогнозных балансов мощности на год окончания реконструкции рассматриваемой подстанции (2022 год) и на перспективу 5 лет (2027 год) для каждого года пятилетнего периода согласно данным Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы.

Нагрузка потребителей, подключенных к энергообъектам района проектирования принималась в соответствии с данными зимнего и летнего контрольных замеров, увеличенная с учетом динамики изменения потребления.

Для наглядности данные сведены в нижеследующие таблицы 4 и 5.

Таблица 4 – Потребление мощности Саратовской области на период 2022 – 2027 годы, МВт

	Температура	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
СиПР ЕЭС 2021-2027	-16°C	2065	2111	2171	2187	2200	2211	2222
Зимний режим максимальных нагрузок	-25°C	2147	2195	2257	2274	2287	2299	2310
Зимний режим минимальных нагрузок		1629	1665	1713	1725	1736	1744	1753
Зимний режим максимальных нагрузок	+5°C	1819	1860	1913	1927	1938	1948	1958

Продолжение таблицы 4

	Температура	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Зимний режим минимальных нагрузок	+5°C	1381	1412	1452	1462	1471	1478	1486
Летний режим максимальных нагрузок	+22°C	1701	1739	1789	1802	1813	1822	1831
Летний режим минимальных нагрузок		1224	1252	1287	1297	1304	1311	1317
ПЭВТ	+30°C	1822	1863	1916	1930	1942	1951	1961

Установленная мощность электростанций Саратовской области на период 2021 – 2027 годы приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Установленная мощность электростанций, МВт

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Саратовская ГРЭС	23	23	23	23	23	23	23
ТЭЦ БФ АО «Апатит»	49	49	49	49	49	49	49
Саратовская ТЭЦ-2	109	109	109	109	109	109	109
Энгельсская ТЭЦ-3	80	80	80	80	80	80	80
Балаковская ТЭЦ-4	370	370	370	370	370	370	370
Саратовская ТЭЦ-5	445	445	445	445	445	445	445
Саратовская ГЭС	1427	1427	1427	1487	1499	1505	1505
Балаковская АЭС	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Орловгайская СЭС	15	15	15	15	15	15	15
Пугачевская СЭС	15	15	15	15	15	15	15
Новоузенская СЭС	15	15	15	15	15	15	15
СЭС Дергачёвская	25	60	60	60	60	60	60
Красноармейская ВЭС	0	0	191,7	191,7	191,7	191,7	191,7
Итого ЭС Саратовской области	6573	6608	6799,7	6859,7	6871,7	6877,7	6877,7

Рабочая мощность электростанций Саратовской области на зимний период 2021 –2027 годы приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Рабочая мощность электростанций зима, МВт

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Саратовская ГРЭС	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
ТЭЦ БФ АО «Апатит»	38,927	38,927	38,927	38,927	38,927	38,927	38,927
Саратовская ТЭЦ-2	107,525	107,525	107,525	107,525	107,525	107,525	107,525
Энгельсская ТЭЦ-3	79,646	79,646	79,646	79,646	79,646	79,646	79,646
Балаковская ТЭЦ-4	368,089	368,089	368,089	368,089	368,089	368,089	368,089
Саратовская ТЭЦ-5	438,211	438,211	438,211	438,211	438,211	438,211	438,211
Балаковская АЭС	3993,16	3993,16	3993,16	3993,16	3993,16	3993,16	3993,16
Саратовская ГЭС	911,037	911,037	911,037	911,037	911,037	911,037	911,037
Орловгайская СЭС	0	0	0	0	0	0	0
Пугачевская СЭС	0	0	0	0	0	0	0
Новоузенская СЭС	0	0	0	0	0	0	0
СЭС Дергачёвская	0	0	0	0	0	0	0
Красноармейская ВЭС	0	0	0	0	0	0	0
Итого ЭС Саратовской области	5957,29	5957,29	5957,29	5957,29	5957,29	5957,29	5957,29

Рабочая мощность электростанций Саратовской области на летний период 2021 – 2027 годы приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Рабочая мощность электростанций лето, МВт

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Саратовская ГРЭС	9,598	9,598	9,598	9,598	9,598	9,598	9,598
ТЭЦ БФ АО «Апатит»	39,023	39,023	39,023	39,023	39,023	39,023	39,023

Продолжение таблицы 7

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Саратовская ТЭЦ-2	72,139	72,139	72,139	72,139	72,139	72,139	72,139
Энгельсская ТЭЦ-3	55,704	55,704	55,704	55,704	55,704	55,704	55,704
Балаковская ТЭЦ-4	313,71	313,71	313,71	313,71	313,71	313,71	313,71
Саратовская ТЭЦ-5	365,66 2	365,66 2	365,66 2	365,66 2	365,66 2	365,66 2	365,66 2
Балаковскя АЭС	3722,7	3722,7	3722,7	3722,7	3722,7	3722,7	3722,7
Саратовская ГЭС	886,43 6	886,43 6	886,43 6	886,43 6	886,43 6	886,43 6	886,43 6
Орловгайская СЭС	0	0	0	0	0	0	0
Пугачевская СЭС	0	0	0	0	0	0	0
Новоузенская СЭС	0	0	0	0	0	0	0
СЭС Дергачёвская	0	0	0	0	0	0	0
Красноармейская ВЭС	0	0	0	0	0	0	0
Итого ЭС Саратовской области	5464,9 7	5464,9 7	5464,9 7	5464,9 7	5464,9 7	5464,9 7	5464,9 7

Прогнозируемые изменения конфигурации рассматриваемой сети (ввод, демонтаж, модернизация генерирующего и электросетевого оборудования, а также присоединение новых крупных потребителей мощности в энергосистеме Саратовской области) представлены в нижеследующей таблице 8.

Таблица 8 – Перечень мероприятий по развитию электросетевых (генерирующих) объектов

Мероприятие	Присоединяемая мощность	Демонтируемая мощность	Центр питания	Дата	Примечание
Ввод в работу Красноармейской ВЭС	191,7 МВт	–	-	2023	СиПР ЕЭС на 2021-2027

Продолжение таблицы 8

Мероприятие	Присоединяемая мощность	Демонтируемая мощность	Центр питания	Дата	Примечание
Модернизация с увеличением установленной мощности на 6 МВт до 66 МВт ГА-1-3, 5, 7, 11, 12, 15-17 Саратовской ГЭС в 2024 году, ГА-18,19 Саратовской ГЭС	60 МВт	–	-	2024	СиПР ЕЭС на 2021-2027
Модернизация с увеличением установленной мощности на 6 МВт до 66 МВт ГА-18-19 Саратовской ГЭС в 2024 году, ГА-18,19 Саратовской ГЭС	12 МВт	-	-	2025	СиПР ЕЭС на 2021-2027
Модернизация с увеличением установленной мощности на 6 МВт до 66 МВт ГА-20 Саратовской ГЭС в 2024 году, ГА-18,19 Саратовской ГЭС	6 МВт	-	-	2026	СиПР ЕЭС на 2021-2027
Строительство 2 и 3 очереди Дергачевской СЭС	35 МВт	-	-	2022	СиПР ЕЭС на 2021-2027

2.2 Общие сведения

В настоящем подразделе производится расчет электроэнергетических режимов для сети 110 кВ и выше, прилегающей к ПС 220 кВ. Расчеты выполняются на год окончания реконструкции ПС 220 кВ, а также на перспективу 5 лет. Расчет электроэнергетических режимов производится для нормальной и ремонтной схемы, а также основных, наиболее тяжелых, послеаварийных режимов для ремонтных схем.

В качестве исходных данных были использованы следующие материалы:

- нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Саратовского РДУ на 2021 год.

- нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону ОДУ Средней Волги на 2021 год.
- схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 гг., утвержденная Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26.02.2021 № 88 (далее – СиПР ЕЭС 2021-2027).
- схема и программа перспективного развития электроэнергетики Саратовской области на 2022-2026 годы, утвержденная Постановлением Губернатора Саратовской области от 30.04.2021 № 220 (далее – СиПР Саратовской области 2022-2026).
- схемы потокораспределения в Саратовской энергосистеме ПАО «Россети Волга» на 16 декабря 2020 года и 17 июня 2020 года.
- результаты контрольного замера уровней напряжения на шинах ПС ЕНЭС, токов и мощностей в (авто-) трансформаторах, присоединениях за 16 декабря 2020 года.
- результаты контрольного замера уровней напряжения на шинах ПС ЕНЭС, токов и мощностей в (авто-) трансформаторах, присоединениях за 17 июня 2020 года.
- технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (ПС 220 кВ) энергопринимающих устройств ООО «Саратовбиотех» (ГПП 110 кВ, ЛЭП 110 кВ).

Для расчета электроэнергетических режимов применялось программное обеспечение «RastrWin3».

2.3 Расчетная схема сети

Планируется реконструкция ПС 220 кВ со строительством 2-х линейных ячеек в ОРУ 110 кВ для осуществления ТП энергопринимающих устройств

ООО «Саратовбиотех». Для осуществления правильного выбора основного электротехнического оборудования и параметров устройств релейной защиты составляется расчетная схема прилегающей сети ПС 220 кВ и производится расчет электроэнергетических режимов.

На основе нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Саратовского РДУ на 2021 год, а также нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону ОДУ Средней Волги на 2021 год, была составлена расчетная схема сети.

Расчетная схема сети содержит все основные ЛЭП и ПС напряжением 110 кВ участвующие в подпитке прилегающей сети объекта проектирования (ПС 220 кВ) от представленных в расчетной схеме сети источников мощности и центров питания. Отпаечные ПС 110 кВ в расчетной схеме сети не отображаются, их нагрузка учитывается на сборных шинах энергообъектов представленных в расчетной схеме сети.

ПС 220 кВ находится на транзите 220 кВ, связывающем Саратовскую энергосистему ОЭС Средней Волги и Волгоградскую энергосистему ОЭС Юга.

Расчетная схема сети учитывает прогнозируемые изменения конфигурации рассматриваемой сети (сооружение и реконструкцию электросетевых и генерирующих объектов). Согласно данным СиПР ЕЭС 2021-2027, а также СиПР Саратовской области 2022-2026, каких-либо изменений конфигурации рассматриваемой сети на период 2020-2027 годов не предусматривается.

2.4 Расчет электроэнергетических режимов на год окончания реконструкции ПС и на перспективу 5 лет

В данном подразделе производится расчет установившихся электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше, прилегающей к

ПС 220 кВ, на год окончания реконструкции ПС и на перспективу 5 лет. Годом окончания реализации данного проекта предполагается 2022 год. Соответственно годом окончания реконструкции ПС принимается 2022 год, а рассматриваемый период принимается 2022-2027 год.

Перечень рассматриваемых режимов, которые будут рассчитаны в данном подразделе:

- Нормальная схема.
- Нормальная схема. Аварийное отключение КЛ 110 кВ Хопер – Саратовбиотех №2(1).
- Нормальная схема. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер.
- Нормальная схема. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево.
- Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево.
- 6.Ремонт ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево (АТ-ПС 220 кВ Хопер в работе). Аварийноеотключение ВЛ 110 кВ Хопер – Котоврас.
- Ремонт ВЛ 110 кВ Хопер - Янтарная. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Балашовская - Хопер (с отключением АТ-2 ПС 220 кВ Хопер).
- Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская –Хопер (АТ-2 ПС 220 кВ Хопер в работе). Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Балашовская - Хопер-2 тяговая с отпайкой на ПС Родничок.
- Ремонт ВЛ 110 кВ Балашовская - Байчурово тяговая. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево (отключением с АТ-1 ПС 220 кВ Хопер).
- Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево.Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Хопер – Котоврас.
- Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево.Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Хопер – Янтарная.

- Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Балашовская - Байчурово тяговая.
- Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Балашовская - Хопер-2 тяговая с отпайкой на ПС Родничок.

Расчет электроэнергетических режимов выполняется для следующих режимов нагрузки: зимнего максимума, зимнего минимума, летнего максимума и летнего минимума.

Нагрузка рассматриваемой сети на год окончания реконструкции ПС (2022 год) и на перспективу 5 лет (2027 год) для указанных ранее режимов нагрузки формируется согласно требований ГОСТ Р 58670-2019 по прогнозируемому потреблению мощности энергосистемы Саратовской области, рассчитанному на основании данных Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы. При выполнении расчетов электроэнергетических режимов учитывается существующий уровень генерации источников мощности, а также присоединение новых крупных потребителей мощности.

Результаты расчета электроэнергетических режимов представлены ниже. В таблицах 9-13 результаты расчета приводятся в табличном виде. Токовая нагрузка контролируемых элементов сети (отходящих ВЛ 110-220 кВ ПС 220 кВ и АТ данной ПС) представлена в графическом виде на рисунках 23-24.

Таблица 9 – Токовая загрузка и уровни напряжения в режиме зимнего максимума (-25 °С) 2027 г

Режим, Сетевой элемент	Токовая загрузка, А									Напряжение, кВ	
	КЛ 110 кВ Хопер – Саратов биотех № 1(2)	ВЛ 220 кВ Балашов ская - Хопер	ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево	ВЛ 110 кВ Хопер – Байчуро во тя- говая с отпайко й на ПС Родниче к	ВЛ 110 кВ Хопер- Котовра с	ВЛ 110 кВ Хопер- Янтарна я	ВЛ 110 кВ Балашов ская – Хопер-2 тяговая с отпай- кой на ПС Род- ничок	ВЛ 110 кВ Балашов ская – Байчуро во тяговая	АТ-1(2) ПС 220 кВ Хопер	Шины 110 кВ ПС 220 Хопер	ГПП 110 кВ Саратов биотех
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Длительно-допустимые токовые нагрузки, А/Минимально допустимые напряжения, кВ	-	1000	1000	600	600	600	600	600	376	88,6	88,6
Аварийно-допустимые токовые нагрузки, А/Аварийно допустимые напряжения, кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	438	84,7	84,7
Нормальная схема	110	122	123	97	17	20	80	94	104	115	115
Нормальная схема. Аварийное отключение КЛ 110 кВ Хопер – Саратовбиотех № 2(1)	220	122	123	97	17	20	80	94	104	115	115
Нормальная схема. Аварийное отключение 220 кВ Балашовская - Хопер	110	-	133	156	24	38	123	138	135	112	112
Нормальная схема. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево	110	141	-	119	46	72	102	122	141	114	114

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево	111	-	-	222	78	128	175	204	0	110	109
Ремонт ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево (АТ-ПС 220 Хопер в работе). Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Хопер - Котоврас	110	169	-	107	-	86	92	111	85	115	115
Ремонт ВЛ 110 кВ Хопер - Янтарная. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Балашовская - Хопер (с отключением АТ-2 ПС 220 Хопер)	111	-	140	161	40	-	126	143	141	112	112
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская –Хопер (АТ-2 ПС 220 Хопер в работе).Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Балашовская - Хопер-2 тяговая с отпайкой на ПС Родничок	111	-	169	189	23	39	-	158	87	111	110
Ремонт ВЛ 110 кВ Балашовская - Байчурово тяговая. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево (отключением с АТ-1 ПС 220 Хопер)	110	171	-	149	60	95	122	-	171	114	114

Таблица 10 – Токовая загрузка и уровни напряжения в режиме зимнего минимума (+5 °С) 2027 г

Режим, Сетевой элемент	Токовая загрузка, А									Напряжение, кВ	
	КЛ 110 кВ Хопер – Саратов биотех № 1(2)	ВЛ 220 кВ Балашов ская - Хопер	ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево	ВЛ 110 кВ Хопер – Байчуро во тя- говая с отпайко й на ПС Родниче к	ВЛ 110 кВ Хопер- Котовра с	ВЛ 110 кВ Хопер- Янтарна я	ВЛ 110 кВ Балашов ская – Хопер-2 тяговая с отпай- кой на ПС Род- ничок	ВЛ 110 кВ Балашов ская – Байчуро во тяговая	АТ-1(2) ПС 220 кВ Хопер	Шины 110 кВ ПС 220 Хопер	ГПП 110 кВ Саратов биотех
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Длительно-допустимые токовые нагрузки, А/Минимально допустимые напряжения, кВ	-	998	1000	600	600	600	600	600	344	88,6	88,6
Аварийно-допустимые токовые нагрузки, А/Аварийно допустимые напряжения, кВ	-	1000	-	-	-	-	-	-	376	84,7	84,7
Нормальная схема	69	140	255	111	53	82	59	21	69	116	116
Нормальная схема. Аварийное отключение КЛ 110 кВ Хопер – Саратовбиотех № 2(1)	138	140	255	111	53	82	59	21	69	116	116
Нормальная схема. Аварийное отключение 220 кВ Балашовская - Хопер	69	-	167	159	49	77	91	33	162	114	114
Нормальная схема. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево	69	62	-	102	113	182	59	49	62	115	115

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево	69	-	-	150	114	185	86	67	0	113	112
Ремонт ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево (АТ-ПС 220 Хопер в работе). Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Хопер - Котоврас	69	79	-	91	-	246	55	51	40	116	116
Ремонт ВЛ 110 кВ Хопер - Янтарная. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Балашовская - Хопер (с отключением АТ-2 ПС 220 Хопер)	69	-	179	154	82	-	87	30	174	114	114
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская –Хопер (АТ-2 ПС 220 Хопер в работе).Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Балашовская - Хопер-2 тяговая с отпайкой на ПС Родничок	69	-	174	202	31	48	-	58	86	113	113
Ремонт ВЛ 110 кВ Балашовская - Байчурово тяговая. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево (отключением с АТ-1 ПС 220 Хопер)	69	68	-	129	119	191	60	-	68	115	115

Таблица 11 – Токовая нагрузка и уровни напряжения в режиме летнего максимума (+30 °С) 2027 г

Режим, Сетевой элемент	Токовая нагрузка, А									Напряжение, кВ	
	КЛ 110 кВ Хопер – Саратов биотех № 1(2)	ВЛ 220 кВ Балашов ская - Хопер	ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево	ВЛ 110 кВ Хопер – Байчуро во тя- говая с отпайко й на ПС Родниче к	ВЛ 110 кВ Хопер- Котовра с	ВЛ 110 кВ Хопер- Янтарна я	ВЛ 110 кВ Балашов ская – Хопер-2 тяговая с отпай- кой на ПС Род- ничок	ВЛ 110 кВ Балашов ская – Байчуро во тяговая	АТ-1(2) ПС 220 кВ Хопер	Шины 110 кВ ПС 220 Хопер	ГПП 110 кВ Саратов биотех
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Длительно-допустимые токовые нагрузки, А/Минимально допустимые напряжения, кВ	-	743	743	479	479	479	479	479	285	88,6	88,6
Аварийно-допустимые токовые нагрузки, А/Аварийно допустимые напряжения, кВ	-	936	939	-	-	-	-	-	376	84,7	84,7
Нормальная схема	93	109	102	77	13	13	70	88	90	116	116
Нормальная схема. Аварийное отключение КЛ 110 кВ Хопер – Саратовбиотех № 2(1)	186	109	102	77	13	13	70	88	90	116	116
Нормальная схема. Аварийное отключение 220 кВ Балашовская - Хопер	93	-	113	128	18	27	108	127	113	114	114
Нормальная схема. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево	93	124	-	96	35	53	88	110	124	116	115

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево	93	-	-	184	63	103	152	181	0	112	111
Ремонт ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево (АТ-ПС 220 Хопер в работе). Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Хопер - Котоврас	93	148	-	86	-	62	79	100	75	116	116
Ремонт ВЛ 110 кВ Хопер - Янтарная. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Балашовская - Хопер (с отключением АТ-2 ПС 220 Хопер)	93	-	117	133	29	-	111	130	118	114	114
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская –Хопер (АТ-2 ПС 220 Хопер в работе).Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Балашовская - Хопер-2 тяговая с отпайкой на ПС Родничок	93	-	144	159	17	29	-	146	74	112	112
Ремонт ВЛ 110 кВ Балашовская - Байчурово тяговая. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево (отключением с АТ-1 ПС 220 Хопер)	93	151	-	125	47	73	106	-	151	116	116

Таблица 12 – Токовая нагрузка и уровни напряжения в режиме летнего максимума (+22 °С) 2027 г

Режим, Сетевой элемент	Токовая нагрузка, А									Напряжение, кВ	
	КЛ 110 кВ Хопер – Саратов биотех № 1(2)	ВЛ 220 кВ Балашов ская - Хопер	ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево	ВЛ 110 кВ Хопер – Байчуро во тя- говая с отпайко й на ПС Родниче к	ВЛ 110 кВ Хопер- Котовра с	ВЛ 110 кВ Хопер- Янтарна я	ВЛ 110 кВ Балашов ская – Хопер-2 тяговая с отпай- кой на ПС Род- ничок	ВЛ 110 кВ Балашов ская – Байчуро во тяговая	АТ-1(2) ПС 220 кВ Хопер	Шины 110 кВ ПС 220 Хопер	ГПП 110 кВ Саратов биотех
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Длительно-допустимые токовые нагрузки, А/Минимально допустимые напряжения, кВ	-	832	833	526	526	526	526	526	307	88,6	88,6
Аварийно-допустимые токовые нагрузки, А/Аварийно допустимые напряжения, кВ	-	1000	1000	-	-	-	-	-	376	84,7	84,7
Нормальная схема	87	90	122	73	17	20	62	76	84	116	116
Нормальная схема. Аварийное отключение КЛ 110 кВ Хопер – Саратовбиотех № 2(1)	173	90	122	73	17	20	62	76	84	116	116
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Хопер – Котоврас	87	-	-	180	-	157	145	170	0	112	111

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Хопер – Янтарная	87	-	-	189	132	-	155	184	0	111	111
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Балашовская - Байчурово тяговая	87	-	-	206	109	177	197	-	0	112	111
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Балашовская - Хопер-2 тяговая с отпайкой на ПС Родничок	88	-	-	235	90	147	-	212	0	109	109

Таблица 13 – Токовая загрузка и уровни напряжения в режиме летнего минимума (+22 °С) 2027 г

Режим, Сетевой элемент	Токовая загрузка, А									Напряжение, кВ	
	КЛ 110 кВ Хопер – Саратов биотех № 1(2)	ВЛ 220 кВ Балашов ская - Хопер	ВЛ 220 кВ Хопер - Ртищево	ВЛ 110 кВ Хопер – Байчуро во тя- говая с отпайко й на ПС Родниче к	ВЛ 110 кВ Хопер- Котовра с	ВЛ 110 кВ Хопер- Янтарна я	ВЛ 110 кВ Балашов ская – Хопер-2 тяговая с отпай- кой на ПС Род- ничок	ВЛ 110 кВ Балашов ская – Байчуро во тяговая	АТ-1(2) ПС 220 кВ Хопер	Шины 110 кВ ПС 220 Хопер	ГПП 110 кВ Саратов биотех
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Длительно-допустимые токовые нагрузки, А/Минимально допустимые напряжения, кВ	-	832	833	526	526	526	526	526	307	88,6	88,6
Аварийно-допустимые токовые нагрузки, А/Аварийно допустимые напряжения, кВ	-	1000	1000	-	-	-	-	-	376	84,7	84,7
Нормальная схема	61	101	203	84	39	58	49	35	63	117	117
Нормальная схема. Аварийное отключение КЛ 110 кВ Хопер – Саратовбиотех № 2(1)	122	101	203	84	39	58	49	35	63	117	117
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Хопер – Котоврас	61	-	-	128	-	208	85	89	0	114	114

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Хопер – Янтарная	61	-	-	128	174	-	93	105	0	114	114
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Балашовская - Байчурово тяговая	61	-	-	161	110	178	95	-	0	114	114
Ремонт ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер и ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Балашовская - Хопер-2 тяговая с отпайкой на ПС Родничок	62	-	-	166	94	153	-	95	0	112	112

По результатам расчетов, содержащихся в таблицах 9-13, производится анализ режимов работы сети 110 кВ и выше, прилегающей к ПС 220 кВ, на наличие элементов сети (ЛЭП 110-220 кВ и силовых трансформаторов (автотрансформаторов) прилегающей сети ПС 220 кВ) с токовой нагрузкой больше допустимых значений, а также на наличие узлов рассматриваемой сети с уровнем напряжения выходящем из диапазона допустимых значений. При выявлении режимов работы сети с параметрами сети выходящими из зоны допустимых значений разрабатываются рекомендации и схемно-режимные мероприятия, которые позволяют привести параметры сети в область допустимых значений. Описание предлагаемых рекомендаций и схемно-режимных мероприятий приводится в подразделе 2.5 данной работы.

Анализ результатов расчета электроэнергетических режимов для рассматриваемого периода приведен ниже.

Незначительное отличие между 2022 и 2027 годами позволяет выполнить расчеты перспективных режимов работы сети, прилегающей к объекту проектирования, только для 2027г.

2.5 Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2027 год

- а) Период зимних максимальных и минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха энергосистемы Саратовской области соответствующей температуре наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, согласно правил строительной климатологии, с округлением до ближайшего целого значения (-25°C).

Анализ результатов расчета показал:

- 1) Во всех рассматриваемых режимах работы сети токовая нагрузка элементов прилегающей сети ПС 220 кВ не превышает длительно-допустимых значений;

- 2) Во всех рассматриваемых режимах работы сети величина напряжения на сборных шинах энергообъектов прилегающей сети ПС 220 кВ не снижается ниже минимально допустимого напряжения.
- б) Период зимних максимальных и минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха энергосистемы Саратовской области соответствующей расчетной температуре зимнего периода для энергосистем ОЭС Средней Волги согласно требований ГОСТ Р 58670-2019 (+5°C).

Анализ результатов расчета показал:

- 1) Во всех рассматриваемых режимах работы сети токовая нагрузка элементов прилегающей сети ПС 220 кВ не превышает длительно-допустимых значений;
 - 2) Во всех рассматриваемых режимах работы сети величина напряжения на сборных шинах энергообъектов прилегающей сети ПС 220 кВ не снижается ниже минимально допустимого напряжения.
- в) Период летних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха энергосистемы Саратовской области соответствующей температуре для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, согласно правил строительной климатологии, с округлением в большую сторону до значения кратного 5°C (+30°C).

Анализ результатов расчета показал:

- 1) Во всех рассматриваемых режимах работы сети токовая нагрузка элементов прилегающей сети ПС 220 кВ не превышает длительно-допустимых значений;
- 2) Во всех рассматриваемых режимах работы сети величина напряжения на сборных шинах энергообъектов прилегающей сети ПС 220 кВ не снижается ниже минимально допустимого напряжения.

г) Период летних максимальных и минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха энергосистемы Саратовской соответствующей среднемесячной температуре наиболее теплого летнего месяца, согласно правил строительной климатологии, с округлением до ближайшего целого значения (+22°C).

Анализ результатов расчета показал:

- 1) Во всех рассматриваемых режимах работы сети токовая нагрузка элементов прилегающей сети ПС 220 кВ не превышает длительно-допустимых значений;
- 2) Во всех рассматриваемых режимах работы сети величина напряжения на сборных шинах энергообъектов прилегающей сети ПС 220 кВ не снижается ниже аварийно допустимого напряжения.

Выводы по разделу 2.

По результатам выполненных расчетов и проведенному анализу электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше, прилегающей к ПС 220 кВ, на период 2022-2027 годов можно сделать следующие выводы:

Для всех режимов нагрузки и температур наружного воздуха режимы работы сети в нормальной и ремонтных схемах проходят без токовой перегрузки элементов рассматриваемой сети с поддержанием уровня напряжения в прилегающей сети ПС 220 кВ в диапазоне допустимых значений.

В связи с отсутствием снижения напряжения ниже допустимых значений можно сделать вывод об отсутствии дефицита реактивной мощности в районе ПС 220 кВ. Следовательно, установка устройств компенсации реактивной мощности не требуется.

Максимальный расчетный ток по проектируемым КЛ 110 кВ Хопер – Саратовбиотех № 1(2) составляет 220 А.

3 Разработка мероприятий по модернизации установленных на ПС вторичных систем

3.1 Релейная защита и автоматизация

3.1.1 Решения по организации РЗА

В ГЩУ предусматривается установка МП устройств с применением типовых шкафов ШЭТ 220.07-0 и ШЭТ 221.09-0.

3.1.2 Общие технические решения

«Использование МП устройств является современной тенденцией и дает существенные преимущества, в числе которых:

- реализация новых принципов и улучшенных характеристик;
- удобство при наладке и эксплуатации;
- широкая система самодиагностики;
- возможность интегрировать устройства РЗА в ССПИ;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения;
- возможность осуществления в одном устройстве, наряду с функциями РЗА, таких вспомогательных функций, как осциллографирование и регистрация событий.

Повышение надежности РЗА защищаемых элементов обеспечивается выполнением ближнего резервирования:

- использованием УРОВ;
- разделением комплектов защит по цепям переменного тока, переменного напряжения и оперативного постоянного тока.

В соответствии с «Руководством по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов», СТО 56947007-29.240.043-2010 трассы кабелей с цепями РЗА, управления, измерения и сигнализации должны прокладываться на расстоянии в свету не менее 10 м от стоек порталов с молниеотводами» [10]. В стесненных

условиях возможно уменьшение расстояния до 5 м, при этом вдоль стоек портала, ОПН и кабельными лотками на длине 15 м прокладывается дополнительный горизонтальный заземлитель, концы которого присоединяются к ЗУ подстанции.

Применяемые МП устройства должны быть установлены в шкафах стандартного исполнения, которые должны удовлетворять «Требованиям к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами» СТО 56947007-29.120.70.042-2010 и для обеспечения удобства обслуживания выполняются в двустороннем исполнении.

«Шкафы должны быть испытаны на устойчивость к внешним и внутренним помехам в соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) «Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний» и отвечать требованиям РД 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем»» [11].

В части релейной защиты и автоматики предусматриваются следующие решения в области электромагнитной совместимости оборудования:

- «раскладка силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации по отдельным кабельным лоткам» [13];
- применение экранированных контрольных кабелей и заземление их экранов с 2-х сторон в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.044-2010.

«Подключение всех вновь устанавливаемых МП устройств должно выполняться экранированными контрольными кабелями с изоляцией, не поддерживающей горение (с индексом нг(А)-LS)» [12].

Согласно п. 12.11 Автоматическое повторное включение СТО 56947007-29.240.10.248- 2017, АПВ для КЛ 110 кВ не предусматривается, установка ШОН 110 кВ не требуется.

Согласно п. 12.16 Требования к устройствам определения места

повреждения (ОМП) СТО 56947007-29.240.10.248-2017 установка устройств ОМП на КЛ 110 кВ не предусматривается.

3.1.3 Комплекты ступенчатых защит

Для каждой КЛ-110 кВ с односторонним питанием устанавливаются комплекты ступенчатых защит (КСЗ).

Реализация функция комплектов ступенчатых защит предусматриваются на МП устройствах с применением типовых шкафов ШЭТ 220.07-0 и ШЭТ 221.09-0.

В комплектах КСЗ1 и КСЗ2 реализуется следующие основные функции:

- «дистанционная защита (ДЗ);
- токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- междуфазная токовая отсечка (МТО);
- устройство резервирования отключения выключателя (УРОВ)» [14];
- блокировка при неисправности цепей переменного напряжения;
- логика автоматического и оперативного ускорения ДЗ и ТЗНП.

Помимо основных функций, во всех комплектах защит реализуются:

- определение места повреждения (ОМП) используется только в терминале КСЗ+АУВ;
- контроль цепей переменного тока;
- свободно–программируемая логика;
- осциллографирование и регистрация аварийных событий;
- отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функций РЗА;
- проверка функционирования и самодиагностика.

Каждый комплект защит может быть полностью выведен из работы отключающими устройствами без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, отключения выключателей, пуска УРОВ каждого выключателя и т.д.

3.1.4 Автоматика, управление и сигнализация выключателями

Для реализации функций автоматике управления и УРОВ выключателей В 110 Хопер - ГПП №1 и В 110 Хопер - ГПП №2 предусматриваются МП устройства с применением типового шкафа ШЭТ 221.09-0.

В настоящее время на ПС используется схема центральной сигнализации (ЦС) в полном объеме.

Для вновь устанавливаемого устройств РЗА предусматривается следующая сигнализация:

- местная сигнализация в составе шкафов релейной защиты;
- «центральная аварийно-предупредительная звуковая и световая сигнализация» [15].

В рамках данной работы предусматривается интеграция устанавливаемых шкафов РЗА в ПТК ССПИ.

Местная сигнализация в терминале КСЗ+АУВ, выполненная на светодиодах:

- о неисправности цепей оперативного тока;
- о низком давлении элегаза;
- о блокировке операций включения выключателя;
- о недостаточном заводе пружины;
- о блокировке операций включения и отключения выключателя;
- о неисправности цепей управления;
- о неисправности обогрева выключателя;
- о защите ЭМО1, ЭМВ;
- о защите ЭМО2;
- о режиме местного управления;
- о действии УРОВ.

В нормальном режиме управление выключателями предусматривается с панели управления соответствующего выключателя при помощи ключей управления и ламп положения выключателей.

С панели управления №5 предусматривается управление

выключателями В 110 Хопер - ГПП №1 и В 110 Хопер - ГПП №2. Для осуществления управления электромагнитом включения и двумя электромагнитами отключения устанавливаемых выключателей В 110 Хопер - ГПП №1 и В 110 Хопер - ГПП №2 устанавливаются новые переключатели и светодиодные лампы положения выключателей типа СКЛ взамен существующих.

Для измерения основных параметров и визуального отображения параметров КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1 и КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 в панель №5 устанавливаются многофункциональные трехфазные приборы.

Проектной документацией предусмотрена установка оборудования с элегазовой изоляцией (выключателей 110 кВ). Защита такого оборудования осуществляется при помощи терминала КСЗ+АУВ.

Защиту при снижении давления (плотности) элегаза в устанавливаемом элегазовом выключателе предусматривается выполнить со следующим алгоритмом работы:

- при снижении – работа предупредительной сигнализации;
- при аварийном снижении – автоматическая блокировка управления выключателем, запрещающая операции включения и отключения выключателя.

3.1.5 Доступ и параметрирование терминалов, сигнализация

Для дистанционного доступа к терминалам защит используются цифровые каналы обмена информацией. Все устанавливаемые устройства РЗА интегрируются в систему ПТК ССПИ ПС на информационном уровне (в соответствии с п.9.1.10 СТО 56947007-29.240.10.248-2017).

«Для работы с МП устройствами РЗА на ПС производитель должен поставить программное обеспечение и техническую документацию на русском языке в полном объеме и произвести обучение персонала заказчика. Для проведения испытаний и проверок МП устройств РЗА предусматривается поставка испытательного оборудования (рекомендуемое заводом производителем МП РЗА), в состав которого входят специализированные

проверочные устройства, необходимые для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта РЗА» [16].

В ГЩУ в устанавливаемых шкафах №11, №12, №64, №65 при помощи клемморганизуются кросс-шинки.

Подключение кросс-шинок к существующим шинкам сигнализации следующее:

- кросс-шинки шкафа №65 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 подключаются к шинкам шкафа №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2;
- кросс-шинки шкафа №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 подключаются к шинкам шкафа №65 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 и №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1;
- кросс-шинки шкафа №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1 подключаются к шинкам шкафов №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 и №12 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1;
- кросс-шинки шкафа №12 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1 подключаются к шинкам шкафа №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1 и заводятся в панель №17 ЦС.

В ГЩУ в устанавливаемых шкафах подключение питание цепей освещения (~220 В) следующее:

- питание цепей освещения от существующего автоматического выключателя SF16 в панели №1 ЩСН подключаются к шкафу №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1;
- питание цепей освещения от шкафа №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1 подключаются к шкафу №12 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1;
- питание цепей освещения от шкафа №42 АУВ В 220 АТ-1 переподключаются существующим кабелем от автоматического выключателя SF16 в панели №1 ЩСН к шкафу №12 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1;

- питание цепей освещения от шкафа №61 АУВ и КСЗ ШСВ-110 переключаются существующим кабелем от шкафа №123 АУВ и КСЗ В-110 Романовка к шкафу №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2;
- питание цепей освещения от шкафа №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 подключаются к шкафу №65 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2;
- питание цепей освещения от шкафа №65 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 подключаются к шкафу №123АУВ и КСЗ В-110 Романовка.

3.1.6 Управление разъединителями. Оперативная блокировка

На ОРУ 110 кВ предусмотрена оперативная блокировка устанавливаемых коммутационных аппаратов (КА), которая должна иметь механическую и электромагнитную блокировку со своими заземлителями.

В соответствии с ПУЭ п. 4.2.27 и НТП ПС (СТО 56947007-29.240.10.248-2017) для исключения ошибочных действий персонала при оперативных переключениях проектом предусматривается установка контроллеров присоединений, при помощи которых будет осуществляться электромагнитная блокировка устанавливаемых КА 110 кВ [17].

Необходима реконструкция существующей оперативной блокировки ОРУ 110 кВ в связи с установкой нового оборудования 110 кВ. Реконструкция осуществляется путем интеграции устанавливаемого оборудования в существующую оперативную блокировку ОРУ 110 кВ.

«Более подробные решения в части оперативной блокировки должны быть представлены в рабочей документации после выбора конкретного завода-изготовителя» [18].

3.1.7 Регистрация аварийных событий

«В состав МП терминалов входит регистратор событий (изменений состояния) до 512 логических сигналов (как внешних, так и формируемых внутри терминала)» [19].

Терминал обеспечивает осциллографирование всех входных аналоговых сигналов (до 10 входных сигналов) и до 128 дискретных сигналов, выбираемых из списка 512 логических сигналов (как внешних, так и формируемых внутри устройства).

«Назначение регистрируемых и осциллографируемых сигналов осуществляется релейным персоналом с помощью дисплея и клавиатуры терминала или с использованием ПК» [20].

Перечень дискретных сигналов, осциллографируемых МП терминалами, представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень дискретных сигналов, осциллографируемых МП терминалами

№ сигнала	Наименование сигнала
Терминал КС31	
1	Срабатывание ДЗ фф 1 ст
2	Срабатывание ДЗ фф 2 ст
3	Срабатывание ДЗ фф 3 ст
4	Срабатывание ДЗ фф 4 ст
5	Срабатывание ДЗ фф 5 ст
6	Срабатывание ДЗ фз 1 ст
7	Срабатывание ДЗ фз 2 ст
8	Срабатывание ОУ ДЗ
9	Срабатывание ТНЗНП 1 ст
10	Срабатывание ТНЗНП 2 ст
11	Срабатывание ТНЗНП 3 ст
12	Срабатывание ТНЗНП 4 ст
13	Срабатывание ТНЗНП 5 ст
14	Срабатывание ТНЗНП 6 ст
15	Срабатывание ПУ ТНЗНП
16	Срабатывание ОУ ТНЗНП
17	Срабатывание ОУ ТНЗНП без выдержки
18	Срабатывание МТЗ 1 ст
19	Срабатывание МТЗ 2 ст
20	Срабатывание МТЗ 3 ст
21	Срабатывание МФТО
22	Неисправность
Терминал КС32+АУВ	
1	Срабатывание ДЗ фф 1 ст

Продолжение таблицы 14

№ сигнала	Наименование сигнала
2	Срабатывание ДЗ фф 2 ст
3	Срабатывание ДЗ фф 3 ст
4	Срабатывание ДЗ фф 4 ст
5	Срабатывание ДЗ фф 5 ст
6	Срабатывание ДЗ фз 1 ст
7	Срабатывание ДЗ фз 2 ст
8	Срабатывание ОУ ДЗ
9	Срабатывание ТНЗНП 1 ст
10	Срабатывание ТНЗНП 2 ст
11	Срабатывание ТНЗНП 3 ст
12	Срабатывание ТНЗНП 4 ст
13	Срабатывание ТНЗНП 5 ст
14	Срабатывание ТНЗНП 6 ст
15	Срабатывание ПУ ТНЗНП
16	Срабатывание ОУ ТНЗНП
17	Срабатывание ОУ ТНЗНП без выдержки
18	Срабатывание МТЗ 1 ст
19	Срабатывание МТЗ 2 ст
20	Срабатывание МТЗ 3 ст
21	Срабатывание МФТО
22	Неисправность
23	Срабатывание УРОВ выключателя
24	Положение выключателя
25	Неисправность выключателя
26	Неисправность

На ПС предусмотрена отдельная система РАС. Существующая подсистема РАС на ПС построена на базе регистраторов БРЕСЛЕР 0103 и БРЕСЛЕР 0104.

«Регистратор аварийных событий цифровой «БРЕСЛЕР» предназначен для измерения напряжения и силы постоянного тока, действующих значений напряжения и силы переменного тока, частоты, активной и реактивной мощности; а также для регистрации, хранения и анализа информации о стационарных и переходных процессах, предшествующих и сопутствующих аварийным отклонениям параметров в электрических сетях и машинах, контроля состояния устройств типа «включено-выключено», регистрации коротких замыканий» [21].

В связи с отсутствием резервных мест для подключения

устанавливаемого оборудования к существующей системе РАС 110 кВ необходимо в ГЩУ в панелях №25 РАС 1СШ-110 кВ и №26 РАС 2СШ-110 кВ заменить существующие устаревшие терминалы Бреслер-0103 на современные Бреслер-0107.010.

Аналоговые сигналы от устанавливаемых встроенных ТТ В 110 Хопер - ГПП №1 и ТТ В 110 Хопер - ГПП №2 подключаются проектируемыми кабелями к аналоговым входам устанавливаемых регистраторов аварийных событий в панелях №25 РАС 1СШ-110 кВ и №26 РАС 2СШ-110 кВ соответственно.

Дискретные сигналы от устанавливаемого оборудования 110 кВ в ГЩУ подключаются проектируемыми кабелями к дискретным входам устанавливаемых регистраторов аварийных событий в панелях №25 РАС 1СШ-110 кВ и №26 РАС 2СШ-110 кВ.

Существующие аналоговые сигналы от существующих ТТ 110 кВ и ТН 110 кВ, подключенных к панелям №25 РАС 1СШ-110 кВ и №26 РАС 2СШ-110 кВ, переподключаются к аналоговым входам устанавливаемых регистраторов аварийных событий в панелях №25 РАС 1СШ-110 кВ и №26 РАС 2СШ-110 кВ.

Существующие дискретные сигналы от существующих устройств РЗА, подключенных к панелям №25 РАС 1СШ-110 кВ и №26 РАС 2СШ-110 кВ, переподключаются к дискретным входам устанавливаемых регистраторов аварийных событий в панелях №25 РАС 1СШ-110 кВ и №26 РАС 2СШ-110 кВ.

3.1.8 Организация системы оперативного постоянного тока

«Разделение по цепям оперативного постоянного тока достигается подключением устройств РЗА к разным автоматам постоянного тока.

Каждое устройство РЗА питается от отдельного автоматического выключателя, а резервное питание должно обеспечиваться схемой электрических соединений щита постоянного тока» [23].

Для питания постоянным оперативным током устанавливаемых шкафов

и цепей управления электромагнитами отключения и включения на ПС 220 кВ необходимо установить шкафы распределения оперативного постоянного тока (ШРОТ-3 и ШРОТ-4) лицевую часть панели, на которой установлены шкафы ШРОТ-1 и ШРОТ-2. Устанавливаемые шкафы ШРОТ-3 и ШРОТ-4 подключаются к 1 и 2 секциям щита постоянного тока соответственно. Проектной документацией предусматривается использование двух электромагнитов отключения (ЭМО 1 и ЭМО2) для надежного отключения выключателя. В случае неисправности или потери питания одного из электромагнитов, отключение будет производиться вторым электромагнитом. Согласно п. 12.1.7 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 при наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие устройств РЗА любого элемента сети должно предусматриваться на каждый электромагнит.

От автоматических выключателей шкафа ШРОТ-3 осуществляется питание постоянным током:

- шкаф №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1 (SF1);
- шкаф №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 (SF2);
- электромагнита отключения ЭМО 2 В 110 Хопер - ГПП №1 (SF3);
- электромагнита отключения ЭМО 2 В 110 Хопер - ГПП №2 (SF4);
- существующая панель №66 ПРД 72 кГц УПК-Ц (SF5).

От автоматических выключателей шкафа ШРОТ-4 осуществляется питание постоянным током:

- шкаф №12 Шкаф КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1 (SF1);
- шкаф №65 Шкаф КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 (SF2);
- электромагнитов включения ЭМВ и отключения ЭМО1 ГПП-1 (SF3);
- электромагнитов включения ЭМВ и отключения ЭМО1 ГПП-2 (SF4);
- существующая панель №122 ПРД 44-48 кГц УПК-Ц (SF5).

3.1.9 ДЗШ–110 кВ

На ПС 220 кВ в ГЩУ установлены шкафы №104, 105, 106 ДЗШ–110 кВ. На ОРУ 110 кВ установлены ящики зажимов ЯЗ ДЗШ 1 СШ-110 и ЯЗ ДЗШ 2 СШ-110.

В существующие ящики зажимов ЯЗ ДЗШ 1 СШ-110 и ЯЗ ДЗШ 2 СШ-110 устанавливаются испытательные блоки (по 1 шт. в каждый ящик зажимов) для подключения устанавливаемых присоединений в ДЗШ–110 кВ.

Устанавливаемые встроенные трансформаторы тока ТТ В 110 Хопер - ГПП №1 (обмотка ТА6) и ТТ В 110 Хопер - ГПП №2 (обмотка ТА6) подключаются к устанавливаемым испытательным блокам в ящиках зажимов ЯЗ ДЗШ 1 СШ-110 и ЯЗ ДЗШ 2 СШ-110 соответственно.

3.1.10 УРОВ–110 кВ

С целью обеспечения однообразного подхода с другими РЗА ПС 220 кВ, предусматривается интеграция в существующее устройство УРОВ 110 кВ.

Функциями терминала касательно УРОВ предусматриваются:

- действие от панели УРОВ-110 кВ.

При наличии тока через выключатель и одновременном действии устройств РЗА логические цепи УРОВ с выдержкой времени формируют сигналы:

- «пуска УРОВ соответствующего присоединения в панель УРОВ-110 кВ (с последующим формированием сигнала отключения на выключатели, в зависимости от фиксации присоединений к СШ-110 кВ);
- «УРОВ» в местную сигнализацию;
- «Срабатывание» в центральную сигнализацию» [22];
- действие УРОВ «на себя».

3.1.11 Решения в части цепей переменного тока

«Заземление во вторичных цепях трансформаторов тока следует предусматривать в одной точке на ближайшей от трансформаторов тока сборке зажимов или на зажимах трансформаторов тока» [24].

При снятой крышке блоков, установленных в токовых цепях, их цепи должны закорачиваться и остаться заземленными со стороны трансформаторов тока.

Если суммирование тока от разных комплектов трансформаторов тока

производится на измерительных выводах панели, то соединение этих выводов надо производить со стороны панели.

К устанавливаемому встроенному трансформатору тока ТТ В 110 Хопер - ГПП №1 подключаются токовые цепи:

- устанавливаемого шкафа №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1;
- устанавливаемого шкафа №12 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1;
- устанавливаемого РАС 110 кВ существующей панели №25 РАС 1СШ-110 кВ;
- существующего ящика зажимов ЯЗ ДЗШ 1 СШ-110.

К устанавливаемому встроенному трансформатору тока ТТ В 110 Хопер - ГПП №2 подключаются токовые цепи:

- устанавливаемого шкафа №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2;
- устанавливаемого шкафа №65 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2;
- устанавливаемого РАС 110 кВ существующей панели №26 РАС 2СШ-110 кВ;
- существующего ящика зажимов ЯЗ ДЗШ 2 СШ-110.

3.1.12 Решения в части цепей переменного напряжения

На ОРУ 110 кВ установлены трансформаторы напряжения ТН-1-110 и ТН-2-110. Устанавливаемые шкафы по цепям напряжения №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1, №12 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1, №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2, №65 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 подключаются к реле-повторителям, устанавливаемым в панель №84 РПР-110.

На панели №84 РПР-110 необходим монтаж реле-повторителей для распределения цепей напряжения для шкафов №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1, №12 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1, №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2, №65 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 и цепей измерения на панели управления №5.

3.1.13 Решения в части переноса существующего оборудования

Для высвобождения места под устанавливаемый шкаф №64 необходимо:

- исключить из схемы питания панели №66 автоматический выключатель и указательные реле, установленные в панели №64;
- осуществить питание панели №66 от автоматического выключателя в устанавливаемом шкафу ШРОТ-3;
- исключить из схемы питания панели №122 автоматический выключатель и указательные реле, установленные в панели №64;
- осуществить питание панели №122 от автоматического выключателя в устанавливаемом шкафу ШРОТ-4.

Для высвобождения места под устанавливаемый шкаф №11 необходимо:

- перенести существующие блоки испытательные и ИМФ ЗР в панель №13
- кабель W1E-115 заменить на новый с подключением от шкафа зажимов ТА1 W1E к панели №13.

3.1.14 АЧР–110 кВ

Подключения ЭМО 1 и ЭМО2 устанавливаемых элегазовых выключателей В 110 Хопер - ГПП №1 и В 110 Хопер - ГПП №2 к существующим устройствам противоаварийной автоматики АЧР, содержащим блокировку по скорости снижения частоты от неправильного срабатывания, осуществляется путем доукомплектация существующей панели №121 АЧР промежуточными реле, указательными реле, накладками, переключателями и сопротивлениями в количестве четырех штук. Тип и точное количество необходимо определить на стадии рабочей документации.

3.1.15 Расчет уставок срабатывания релейной защиты

Данный ориентировочный расчет уставок не может быть использоваться для загрузки в микропроцессорный терминал и рассчитываются исключительно для оценки соответствия терминалов выполняемой задаче.

Согласно ГОСТ Р 55438-2013, п. 5.14 – проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств

РЗА, должен быть выполнен на стадии рабочей документации, а также после определения завода-изготовителя устройств РЗА.

Токовая отсечка.

Ток срабатывания защиты выбираем из условия отстройки от максимального тока в линии при КЗ на шинах противоположной ПС:

$$I_{с.з.} \geq k_H \cdot I_{кз.мах}; \quad (1)$$

$$I_{с.з.} \geq 1,2 \cdot 1000 = 12000 \text{ А},$$

где k_H – коэффициент надёжности;

$I_{кз.мах}$ – максимальный ток короткого замыкания в линии при КЗ на шинах противоположной ПС.

Принимается наибольшая из полученных уставок. Коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}$ определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{кз.мин.}}{I_{с.з.}} > 2, \quad (2)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10600}{2 \cdot 12000} = 0,76$$

где $I_{кз.мин.}$ – минимальный ток короткого замыкания в линии при КЗ на шинах 110 кВ ПС 220 кВ.

Чувствительность не обеспечивается. Токовая отсечка не используется.

«Максимальная токовая защита.

По условию отстройки от максимального рабочего тока» [25]:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{сэж}}{k_B} \cdot I_{раб.мах}; \quad (3)$$

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 466,5 = 702,2 \text{ А}.$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на шинах 110 кВ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з}}}; \quad (4)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8860}{2 \cdot 702,2} = 10,9.$$

Чувствительность в основной зоне достаточна.

Чувствительность при двухфазном КЗ за последующими распределительными линиями или трансформаторами в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1510}{2 \cdot 702,2} = 1,86, \quad (5)$$

где $I_{\text{к.мин}}$ – минимальный ток в месте установки защиты при двухфазном КЗ в конце предыдущих линий или за предыдущими трансформаторами;

$I_{\text{с.з}}$ – выбранная уставка срабатывания.

Выдержка времени должна приниматься на ступень селективности больше выдержки времени МТЗ отходящих присоединений. Определить в рабочей документации.

Дистанционная защита.

В таблице 15 приведены параметры отходящих ветвей.

Таблица 15 – Параметры отходящих ветвей

Наименование присоединения	Кабель	Длина, км	Z _{вл} , Ом	K _{ТТ}	K _{ТН}
КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1	АПвПу2г 1×185(гж)/95- 64/110 кВ	1,72	0,282+ j0,243	200	1100
КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2	АПвПу2г 1×185(гж)/95- 64/110 кВ	1,72	0,282+ j0,243		

$$\Phi_{\text{л}} = \arctg \frac{X_{\text{уд}}}{R_{\text{уд}}} = \arctg \frac{0,14}{0,164} = 70,4^{\circ}. \text{ Принимаем } 70^{\circ}. \quad (6)$$

Первая ступень:

Уставка срабатывания первой ступени линии выбирается из условия отстройки от КЗ нашинах среднего напряжения противоположной ПС:

$$R_{\text{с.з.}}^I = 0,85 \cdot R_{\text{КЛ}}; \quad (7)$$

$$R_{\text{с.з.}}^I = 0,85 \cdot 0,282 = 0,2397 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{с.з.}}^I = 0,85 \cdot X_{\text{КЛ}}; \quad (8)$$

$$X_{\text{с.з.}}^I = 0,85 \cdot 0,243 = 0,2066 \text{ Ом}.$$

Срабатывание реле определяется по формуле:

$$R_{\text{с.р.}}^I = \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{N}}} \cdot R_{\text{с.з.}}^I \quad (9)$$

$$R_{\text{с.р.}}^I = \frac{1000/5}{110000/100} \cdot 0,2397 = 0,044 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{с.р.}}^I = \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{N}}} \cdot X_{\text{с.з.}}^I; \quad (10)$$

$$X_{\text{с.р.}}^I = \frac{1000/5}{110000/100} \cdot 0,2508 = 0,046 \text{ Ом};$$

где n_{N} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

n_{T} – коэффициент трансформации трансформатора тока.

В зависимости от завода-изготовителя МП устройств, диапазон уставок 1 ступени ДЗ составляет 0,10 -500,00. Расчетные уставки R^I и X^I не удовлетворяет данному диапазону.

$$R_{\text{с.р.}}^{I_{\text{крин}}} = 0,1 \text{ Ом}; \quad (11)$$

$$X_{\text{с.р.}}^{I_{\text{крин}}} = 0,1 \text{ Ом}; \quad (12)$$

Время срабатывания: $t_{\text{с.з.}}^I = 0 \text{ с}.$

Вторая ступень.

«Уставка срабатывания первой ступени линии выбирается из условий:
– отстройки от КЗ на шинах НН ПС 110 ГПП» [26]:

$$Z_{с.з.}^{II} \leq 0,87 \cdot (Z_{ВЛ} + \frac{Z_{Т1}}{k_{ТОКГ}}) \quad (13)$$

$$Z_{с.з.}^{II} \leq 0,87 \cdot (0,282 + 0,243 + \frac{1,46 + j38,4}{1}) = 1,52 + j33,62$$

Коэффициента чувствительности $k_{ч}$ определяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_{ВЛ}} > 1,25; \quad (14)$$

$$K_{ч} = \frac{1,52 + j33,62}{0,282 + j0,243} = 90$$

Чувствительность обеспечивается.

Время срабатывания должно быть согласовано по времени УРЗА сети 110 кВ, прилегающих к шинам 110 кВ ПС 220 кВ.

Срабатывание реле определяется по формуле

$$Z_{с.р.}^{II} = \frac{n_T}{n_N} \cdot Z_{с.з.}^{II} \quad (15)$$

$$Z_{с.р.}^{II} = \frac{1200/5}{220000/100} (4,89 + j41,4) = 0,53 + j4,52$$

В зависимости от завода-изготовителя МП устройств, диапазон уставок 2 ступени ДЗ составляет 0,10-500,00. Расчетные уставки $R_{с.р.}^{II}$ и $X_{с.р.}^{II}$ удовлетворяет данному диапазону.

Третья ступень.

Уставка срабатывания третьей ступени линии выбирается из условия по отстройке отнагрузочного режима:

$$Z_{с.з.}^{III} \leq \frac{Z_{нагр.min} \cdot e^{\varphi_{нагр}}}{K_{отс} \cdot K_B} \quad (16)$$

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 3,4}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot 0,4665} = 51,03 + 289,42 \text{ Ом},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемы равным 1,2;

K_B – коэффициент возврата, принимаемый равным 1,05;

$Z_{нагр.min}$ определяется по формуле [28]:

$$Z_{нагр.min} = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} \cdot I_{раб.max}} \quad (17)$$

Принимается уставка $Z_{с.з.}^{III} = 56,18 + j154,36 \text{ Ом}$.

$$k_{ч}^{III} = \frac{51,03 + 289,42}{(1,46 + 38,4) + (0,282 + 0,243)} = 7,6 > 1,5 \quad (18)$$

Срабатывание реле определяется по формуле:

$$Z_{с.р.}^{III} = \frac{n_T}{n_N} \cdot Z_{с.з.}^{IV} \quad (19)$$

$$Z_{с.р.}^{III} = \frac{1000/5}{110000/100} (51,03 + 289,42) = 9,28 + j52,62 \text{ Ом}.$$

В зависимости от завода-изготовителя МП устройств, диапазон уставок 3 ступени ДЗ составляет 0,10 -500,00. Расчетные уставки $R_{с.р.}^{III}$ и $X_{с.р.}^{III}$ удовлетворяют данному диапазону.

Время срабатывания должно быть согласовано по времени УРЗА сети 110 кВ, прилегающих к шинам 110 кВ ПС 220 кВ.

Токовая защита нулевой последовательности.

Первая ступень.

Согласно ПУЭ, токовое реле должны обеспечивать следующее минимальное значение коэффициента чувствительности, которое определяется по выражению [27]:

$$k_{\text{ч}}^I = \frac{3I_{0\text{к}}}{I_{\text{с.з.}}^I} > 1,5 \quad (20)$$

где $3I_{0\text{к}}$ – значение утроенного тока нулевой последовательности при замыкании на землю на шинах 110 кВ на ПС 220 кВ;

$$I_{\text{с.з.}}^I < \frac{3I_{0\text{к}}}{k_{\text{ч}}^I}; \quad (21)$$

$$I_{\text{с.з.}}^I < \frac{12400}{1,5} = 8266 \text{ А},$$

$$I_{\text{с.з.}}^{I_{\text{крин}}} = 8000.$$

Срабатывание реле определяется по формуле:

$$I_{\text{с.р.}}^I = \frac{I_{\text{с.з.}}^I}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (22)$$

$$I_{\text{с.р.}}^I = \frac{8200}{1000/5} = 41 \text{ А}.$$

В зависимости от завода-изготовителя МП устройств, диапазон уставок 1 степени ТЗНП составляет 0,25-150,00А. Расчетная уставка $I_{\text{с.р.}}^I$ удовлетворяет данному диапазону.

Время срабатывания 1 степени: $t_{\text{с.з.}}^I = 0\text{с}$.

Вторая степень.

Уставки срабатывания второй степени защиты выбираются условия – согласования с уставкой первой степени ТЗНП защиты на ПС 110 кВ ГПП.

Чувствительность и время срабатывания должно быть согласовано по времени УРЗА сети 110 кВ, прилегающих к шинам 110 кВ ПС 220 кВ.

В связи с отсутствием данных для согласования, данная степень не рассчитывается.

Третья степень.

Уставки срабатывания второй степени защиты выбираются условия – согласованию с уставкой второй степени ТЗНП защиты на ПС 110 кВ ГПП.

Чувствительность и время срабатывания должна быть согласована по

времени УРЗА сети 110 кВ, прилегающих к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Хопер, определить в рабочей документации.

В связи с отсутствием данных для согласования, данная ступень не рассчитывается.

Согласно «Руководящими указаниями по релейной защите. Выпуск 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500кВ. Расчеты»:

- I ступень ТЗНП выполняется не направленной;
- остальные ступени ТЗНП выполняются направленными с использованием органа направленной мощности.

Ориентировочный расчет уставок УРОВ.

Выбор уставок УРОВ сводится к выбору выдержки времени и уставки по току срабатывания.

Рекомендуется уставка по току в 5% – 10% от номинального тока присоединения [29]:

$$I_{с.з.} = 0,1 \cdot I_{НОМ}; \quad (23)$$
$$I_{с.з.} = 0,1 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 20,99 \text{ А.}$$

В зависимости от завода-изготовителя МП устройств, диапазон уставок УРОВ составляет 0,2-5,0 А. В связи с этим:

- ток срабатывания реле УРОВ принимается равным $I_{с.р.} = 0,2 \text{ А}$;
- ток срабатывания защиты УРОВ $I_{с.з.} = 40 \text{ А}$.

Время срабатывания УРОВ

$$t_{УРОВ} = t_{воз.з} + t_B^I + t_{откл.в} + t_{зак}; \quad (24)$$

$$t_{УРОВ} = 0,08 + 0,03 + 0,06 + 0,02 \approx 0,2 \text{ с,}$$

где $t_{воз.з}$ – время возврата защит;

t_B^I – время возврата пусковых реле УРОВ;

$t_{\text{откл.в}}$ – время отключения выключателя;

$t_{\text{зак}}$ – время запаса [30].

Коэффициент чувствительности УРОВ при КЗ на стороне ВН Т

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мин(ВН)}}}{I_{\text{сз}}} \quad (25)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{7673}{40} = 191,83 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности УРОВ при КЗ на стороне НН Т

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мин(НН)}}}{I_{\text{сз}}}; \quad (26)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1308}{40} = 32,7 > 1,5.$$

Чувствительность обеспечивается.

Ориентировочный расчет уставок ДЗШ 110 кВ.

Ток срабатывания выбирается, исходя из двух условий:

- защита не должна действовать при обрыве вторичной токовой цепи в нормальном режиме:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{зак}} \cdot I_{\text{н.макс}}; \quad (27)$$

$$I_{\text{сз}} = 1,25 \cdot 466,5 = 583,125 \text{ А},$$

где $k_{\text{зак}}$ – коэффициент запаса;

$I_{\text{н.макс}}$ – максимальный ток нагрузки присоединения.

- защита не должна действовать от токов небаланса при внешних КЗ:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{зак}} \cdot I_{\text{нб.макс}};$$

$$I_{\text{сз}} = 1,25 \cdot 1643 = 2053,75 \text{ А},$$

где $I_{\text{нб.макс}}$ – ток небаланса при внешних КЗ.

Окончательный ток срабатывания принимается равным наибольший из полученных $I_{\text{сз}}^{I_{\text{крин}}} = 2054 \text{ А}$.

Число витков рабочей обмотки определяется по формуле:

$$\omega = \frac{100 \cdot k_{\text{ТТ}}}{I_{\text{сз}}}; \quad (28)$$
$$\omega = \frac{100 \cdot 1000/5}{2054} = 9,74.$$

Принимаемое количество витков $\omega^{\text{крин}} = 9$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{k_{\text{ТТ}}} \quad (29)$$
$$I_{\text{ср}} = \frac{2054}{1000/5} = 10,27 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}}{I_{\text{сз}}} \quad (30)$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10600}{2 \cdot 2054} = 4,47 > 2.$$

Чувствительность обеспечивается.

3.2 Система сбора и передачи информации

3.2.1 Функции и структура существующей ПТК ССПИ

На ПС 220 кВ ПТК ССПИ выполнена на базе оборудования АО

«РТСофт». ПТК ССПИ выполняет следующие основные функции:

- сбор, первичная обработка, контроль и регистрация текущей аналоговой информации;
- сбор, обработка, контроль и регистрация текущей дискретной информации;
- контроль положения устройств РПН трансформаторов/автотрансформаторов;
- оперативный контроль, визуализация текущего режима и состояния схемы присоединений ПС;
- сигнализация (в том числе и обобщенная), включая формирование сигналов аварийно-предупредительной телесигнализации о различных технологических событиях, без интеграции данных из других автономных автоматизированных систем;
- организация АРМ дежурного оперативного персонала ПС и АРМ инженера ТМ, в рамках которых решаются задачи отображения информации, собранной и передаваемой в диспетчерские центры управления сетями;
- обмен информации с центрами управления с использованием международных стандартных протоколов. ПТК ССПИ поддерживает протоколы МЭК 60870-5-104. Интерфейс подключения к оборудованию связи Ethernet;
- синхронизация вновь устанавливаемых компонентов ПТК; возможность сохранения (архивирования) регистрируемых параметров и событий.

В ПТК условно выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС):

- нижний (полевой) уровень;
- средний уровень (коммуникационный);
- верхний уровень (уровень подстанции).

«К нижнему (полевому) уровню относятся устройства, которые

непосредственно связаны с объектом мониторинга. Нижний уровень системы строится на базе следующих устройств» [31]:

- Контроллеров SPRECON-E-C производства Sprecher Automation;
- Многофункциональных измерительных преобразователей ЭНИП-2.

Измерение параметров электрического режима (токов, напряжений, активной и реактивной мощности, напряжений и частоты на шинах) выполняется с использованием измерительных преобразователей ЭНИП-2. Каждый измерительный преобразователь ЭНИП-2 обеспечивает возможность измерения режимных параметров для одного присоединения электрической схемы подстанции.

Для сбора ТС и организации приема данных от дополнительных датчиков используются контроллеры SPRECON-E-C.

«Средний уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний, синхронизации компонентов системы, передачи информации в другие системы» [32]. Средний уровень представлен:

- резервированным стационарным контроллером SPRECON-E-C;
- оборудованием технологической ЛВС;
- оборудованием системы единого времени.

Основная функция стационарного контроллера - организация обмена данными и ретрансляция информации между устройствами нижнего уровня системы и вышестоящими уровнями диспетчерского управления.

Информационный обмен с другими контроллерами и измерительными преобразователями ЭНИП-2 выполняется по протоколу МЭК 61850. Обмен с вышестоящими диспетчерскими пунктами по протоколу МЭК 60870-5-104.

Для организации технологической ЛВС ПТК ССПИ используются сетевые коммутаторы в составе шкафов ССПИ.

Для обеспечения точной синхронизации всех устройств с астрономическим временем, в составе ПТК ССПИ предусматривается система единого времени (СЕВ). СЕВ состоит из спутниковой антенны и

ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Верхний уровень системы представлен резервированным сервером SCADA и автоматизированным рабочим местом оперативного персонала (АРМ ОП) на базе программного обеспечения SPRECON-V. Сервер выполняет сбор, централизованную обработку информации, ее хранение в архивах и визуализацию мнемосхем на мониторе АРМ оператора.

Сервер SCADA/БД - резервируемый сервер базы данных и SCADA, на котором концентрируется вся информация с устройств среднего и нижнего уровней, включая все параметры нормального и аварийного режимов, поступающие от всех подсистем. Собранная информация используется для визуализации на дисплеях АРМ, сохранения в архивы, расчетов, вывода на печать. В качестве массива хранения информации применены SAS-накопители, объединенные в RAID-массив 5 уровня с поддержкой «горячей» замены.

Смежными системами по отношению к ПТК ССПИ являются следующие системы:

- ГЦУС Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги;
- ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ.

Передача данных в смежные системы осуществляется по протоколу МЭК 60870-5-104.

3.2.2 Техническое и информационное обеспечение

В здании ГЩУ на ПС 220 кВ устанавливается следующее оборудование:

- шкаф №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1;
- шкаф №12 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1;
- шкаф №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2;
- шкаф №65 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2;
- шкаф №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2.

Для интеграции устанавливаемого оборудования в здании ГЩУ устанавливается шкаф №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ

110 кВ Хопер – ГПП № 2. В шкаф №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2 устанавливается следующее оборудование:

- управляемый коммутатор №1 (основной);
- управляемый коммутатор №2 (резервный);
- оптический кросс;
- контроллер присоединения;
- измерительный преобразователь №1;
- измерительный преобразователь №2.

В шкафу №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП №2 устанавливаемый контроллер присоединения подключается к устанавливаемым управляемым коммутаторам №1 и №2 в этом же шкафу. Интеграция контроллера присоединения осуществляется в существующую систему ПТК ССПИ через существующие коммутаторы (основной и резервный), установленные в шкафу №19 ССПИ Головной.

В шкафу №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП №2 устанавливаемые управляемые коммутаторы №1 и №2 подключаются к оптическому кроссу оптическими кабелями.

Оптический кросс в шкафу №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2 подключается к оптическим кроссам в шкафах №19 ССПИ Головной и №117 измерительных преобразователей ОРУ 220 кВ, 110 кВ, 0,4 кВ.

МП терминалы в устанавливаемых шкафах №11 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1, №12 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1, №64 КС31 КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2, №65 КС32+АУВ КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 подключаются к устанавливаемому управляемому коммутатору №1 по основному каналу и устанавливаемому управляемому коммутатору №2 по резервному каналу в устанавливаемом шкафу №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2.

В шкафу №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2 устанавливаемые измерительные преобразователи

подключаются к устанавливаемому управляемому коммутатору №1 по основному каналу и устанавливаемому управляемому коммутатору №2 по резервному каналу.

Цепи телеизмерения от шкафа зажимов трансформаторов тока ТТ В 110 Хопер – ГПП № 1 и ТТ В 110 Хопер – ГПП № 2 на ОРУ 110 кВ подключаются к устанавливаемым измерительным преобразователям, устанавливаемым в шкаф №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2.

Цепи телесигнализации от шкафов зажимов В 110 Хопер - ГПП № 1 и В 110 Хопер - ГПП № 2 на ОРУ 110 кВ подключаются к контроллеру присоединения в устанавливаемом шкафу №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2.

Цепи телесигнализации от МП терминалов подключаются к контроллеру присоединения в устанавливаемом шкафу №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2.

В контроллерах присоединений в устанавливаемом шкафу №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2 должна быть предусмотрена возможность управления коммутационными аппаратами КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2.

В части существующей ПТК ССПИ необходимо выполнить следующее:

- корректировка ПО;
- добавление информации в ПТК ССПИ для передачи ее на верхний уровень;
- корректировка мнемокадров;
- внести изменения в исполнительную документацию ПТК ССПИ согласно принятых решений.

3.2.3 Электропитание устанавливаемого оборудования ССПИ

Питание устанавливаемого шкафа №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2 предусматривается от существующих автоматических выключателей 17.QF1 и 17.QF2,

установленных в шкафу №19 ССПИ головном.

Питание цепей ТС устанавливаемого шкафа №89 контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2 предусматривается от существующего автоматического выключателя 17.QF3, установленном в шкафу №19 ССПИ головном.

3.2.4 Объем устанавливаемого оборудования и кабельной продукции ПТК ССПИ

Объем устанавливаемого оборудования и кабельной продукции ПТК ССПИ приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Объем устанавливаемого оборудования и кабельной продукции ПТК ССПИ

№ шкафа	Наименование оборудование	Кол- во, шт./м	Примечание
ГЩУ			
89	Шкаф контроллеров КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 1 и КЛ 110 кВ Хопер – ГПП № 2, в составе:	1	-
–	управляемый коммутатор (2-100BaseTX, 2-1000BaseTX, 12-100BaseFX)	2	-
–	монтажный комплект для коммутатора	2	-
–	оптический кросс на 24хFC	1	-
–	измерительный преобразователь (5А, 100В, МЭК 61850)	2	-
–	контроллер присоединения, в составе	1	-
–	модуль центрального процессора	1	-
–	модуль входов/выходов (4 релейных выхода ~/=220В,5А; 10хТС =220В)	1	-
–	модуль ввода телесигналов (20 входов =220В /~110...230В, 50Гц)	3	-
–	блок питания	1	-
–	панель управления с монохромным дисплеем	1	-
Кабельная продукция			
–	Кабель волоконно-оптический ОМЗКГЦ-10-01-0,22-4	374	-
–	Кабель контрольный КВВГЭнг(А)-LS 5×2,5	629	-
–	Кабель контрольный КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5	1238	-
–	Кабель типа витая пара FTP cat 5e 4×2×0,5	13	-
–	Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3×4	144	-
ЗИП			
–	управляемый коммутатор (2-100BaseTX, 2-1000BaseTX, 12-100BaseFX)	1	-

Продолжение таблицы 16

№ шкафа	Наименование оборудование	Кол- во, шт./м	Примечание
–	монтажный комплект для коммутатора	1	-
–	оптический кросс на 24хFC	1	-
–	измерительный преобразователь (5А, 100В, МЭК 61850)	1	-
–	контроллер присоединения, в составе:	1	-
–	модуль центрального процессора	1	-
–	модуль входов/выходов (4 релейных выхода \sim /=220В,5А; 10хТС =220В)	1	-
–	модуль ввода телесигналов (20 входов =220В / \sim 110...230В, 50Гц)	3	-
–	блок питания	1	-
–	панель управления с монохромным дисплеем	1	-

3.2.5 Интеграция устройств РЗА

«Устанавливаемые МП устройства РЗА имеют двойное назначение: как собственно устройства автономной системы РЗА (в этом качестве они являются элементами технологического объекта управления) и как компоненты нижнего уровня ПТК ССПИ» [33].

МП устройства РЗА интегрируются в ПТК ССПИ и выполняют передачу команд квитирования местной сигнализации.

Подключение МП устройств РЗА в здании ГЩУ осуществляется волоконно- оптическими кабелями типа ОМЗКГЦ-10-01-0,22-4. Протокол обмена данными – МЭК 61850.

Подключение измерительных преобразователей в здании ГЩУ осуществляется волоконно-оптическими кабелями типа ОМЗКГЦ-10-01-0,22-4. Протокол обмена данными – МЭК 61850.

Подключение цепей телесигнализации с МП устройств РЗА в здании ГЩУ к ПТК ССПИ осуществляется контрольными кабелями типа КВВГЭнг (А)-LS.

Подключение цепей телесигнализации с устанавливаемого оборудования ОРУ 110 кВ к ПТК ССПИ осуществляется контрольным кабелем КВВГЭнг (А)-LS.

3.2.6 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы ССПИ в действие

Ввод ПТК в действие состоит из следующих этапов:

- подготовка объекта;

Проводятся организационные подготовительные работы: по организационной структуре ПТК, обеспечение подразделений объекта управления инструктивно-методическими материалами.

- подготовка персонала;

Проводится обучение персонала, и проверка его способности обеспечить функционирование системы.

- комплектация системы поставляемыми изделиями;

Обеспечивается получение комплектующих изделий серийного и единичного производства, материалов и монтажных изделий, а также проводится входной контроль их качества.

- монтажные работы;

Проводится выполнение работ по подготовке к размещению технических средств и персонала системы; выполнение работ по монтажу технических средств и линий связи; испытание смонтированных технических средств; сдача технических средств для проведения пусконаладочных работ.

- пусконаладочные работы;

Проводится автономная наладка технических и программных средств, загрузка информации в базу данных и проверка системы её ведения, после чего производят комплексную наладку всех средств системы.

- проведение автономных испытаний;

Проводятся по окончании наладочных работ по согласованной программе автономных испытаний. По результатам автономных испытаний составляется акт завершения наладочных работ.

- проведение комплексных испытаний;

Комплексные испытания системы проводятся для определения её работоспособности и решения вопроса о возможности приемки в опытную

эксплуатацию по согласованной программе испытаний с участием всех заинтересованных сторон. Комплексные испытания выполняются после проведения Разработчиком отладки и тестирования поставляемых программных и технических средств системы и представления им соответствующих документов об их готовности к испытаниям, а также после ознакомления персонала с эксплуатационной документацией.

- проведение опытной эксплуатации;

Опытную эксплуатацию системы проводят с целью определения фактических значений количественных и качественных характеристик системы и готовности персонала к работе в условиях её функционирования, а также определения фактической эффективности и корректировки, при необходимости, документации.

- проведение приемочных испытаний;

Приемочные испытания проводят для определения соответствия системы техническому заданию, оценки качества опытной эксплуатации и решения вопроса о возможности приемки системы в постоянную эксплуатацию.

Приемочные испытания в первую очередь включают проверку полноты и качества реализации функций при штатных, предельных, критических значениях параметров объекта автоматизации и в других условиях функционирования системы; выполнения каждого требования, относящегося к интерфейсу системы; работы персонала в диалоговом режиме; средств и методов восстановления работоспособности системы после отказов; комплектности и качества эксплуатационной документации.

- мероприятия по внесению изменений в исполнительную документацию;

В исполнительную документацию ССПИ необходимо внести изменения согласно решениям, разработанных в настоящем титуле.

Стадия ввода в действие вновь устанавливаемого оборудования системы заканчивается оформлением акта о приемке и передаче модернизируемой

системы в промышленную эксплуатацию.

3.2.7 Информационная безопасность

На ПС 220 кВ существующая ПТК ССПИ обеспечивает:

- «защиту информации от несанкционированного доступа;
- сохранность информации в процессе ее хранения на машинных носителях.

Защита информации от несанкционированного доступа обеспечивается программно-аппаратными средствами защиты с помощью системы паролей:

- гарантированное разграничение доступа к информации (по уровням ответственности);
- регистрацию событий, имеющих отношение к защищенности информации (попытки записи, редактирования, удаления информации);
- обеспечение доступа только после предъявления идентификатора и личного пароля.

Основным способом обеспечения защиты и сохранности информации в ССПИ является использование специальных методов и программно-технических средств, сегментирование локальных вычислительных сетей, Firewall и др., которые обеспечивают надежное отделение «технологических» сетей каждой из подсистем ССПИ от ЛВС коллективного пользования (Internet, Intranet, ЛВС предприятий и т.п.) и практически исключают несанкционированный доступ к ресурсам ПТК ССПИ» [34].

Безопасность данных от инфицирования вредоносными программами и бесперебойной работы АРМ персонала (включая ноутбуки) и серверов/шлюзов, входящих в состав верхнего и среднего уровня ССПИ, обеспечивается антивирусными программами, установленными на них.

«Антивирусная защита обладает следующим функциональным составом:

- сигнатурный анализ - однозначная идентификация наличия вируса в файле;

- эвристический анализ (поиск вирусов, похожих на известные, возможность обнаружить новые вирусы еще до того, как для них будут выделены сигнатуры; поиск вирусов, выполняющих подозрительные действия, выделение основных вредоносных действий (удаление файла, запись в файл т.д.);
- модуль обновления, обеспечивающий возможность обновления антивирусных баз без прямого доступа к сети Интернет (для эффективной работы антивирусной защиты необходимо регулярное обновление антивирусных баз);
- модуль планирования позволяет настроить время для проверки всего компьютера на наличие вирусов и обновлять антивирусную базу;
- модуль управления настройками антивируса;
- карантин позволяет защитить от возможной потери данных в результате действий антивируса» [35].

Система удаленного централизованного управления антивирусной защитой позволяет удаленно обслуживать с заранее выбранного компьютера антивирусные программы, установленные на всех рабочих станциях и серверах, входящих в состав ЛВС ССПИ, произвести настройку, запустить проверку, обновить антивирусные базы и предоставить возможность тотального контроля за вирусной активностью и состоянием текущей антивирусной защиты всей сети.

ПТК ССПИ обеспечивает выполнение организационных действий, направленных на усиление защиты по предотвращению проникновения в систему вредоносных программ:

- «своевременная установка последних обновлений для используемого программного обеспечения (в первую очередь для операционной системы);
- проверка отключенного состояния всех отключенных USB-портов и дисководов;
- проверка отключенного состояния функции автозапуска;

- проверка включенного состояния постоянной проверки антивируса;
- постоянная проверка актуальности текущих используемых антивирусных баз» [36].

3.3 Автоматизированная информационно-измерительная система учёта энергоресурсов

3.3.1 Описание существующей системы АИИСКУЭ

Уровень ИИК.

Уровень ИИК – состоит из ТТ, ТН, вторичных измерительных цепей, электронных цифровых счетчиков электроэнергии типа ZMD402, коммуникационных средств передачи данных до уровня ИВКЭ.

Уровень ИВКЭ.

Уровень ИВКЭ совмещен с уровнем ИВК подстанции и представлен в составе:

- Комплектные изделия – шкафы ТКУ, в состав которых входит шлюз E-422, WiFi модем, сетевой концентратор, оптический конвертер, блоки резервного питания счетчиков, блок питания шкафа, источник бесперебойного питания, коммутационное оборудование;
- Комплектное изделие - шкаф ЦКУ, в состав которого входит WiFi модем, сетевой концентратор, оптический конвертер, блок питания шкафа, источник бесперебойного питания, спутниковая станция и АРМ ПС;
- Шкаф УСПД, в состав которого входит УСПД ТК 16L.31, источник бесперебойного питания;
- СОЕВ (система обеспечения единого времени), в состав которой входит приемник сигналов точного времени, совмещенный с устройством, обеспечивающим работу УССВ с IP адресацией.

Основные технические решения.

Требуется расширение АИИС КУЭПС 220 кВ, поэтому уровень ИИК

существующей системы АИИС КУЭ подлежат следующим изменениям:

- организация новой точки учета электроэнергии КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1 (РІК33);
- организация новой точки учета электроэнергии КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 (РІК34). Для организации новых точек учета предусматривается установка счетчика с подключением к цепям учета к проектируемым трансформаторам тока, с классом точности 0,2S. На ПС 220 кВ установлены счетчики типа ZMD402. Согласно перечню аттестационного оборудования, допущенного к применению на объектах ПАО «Россети», данные счетчики в этом списке отсутствуют. Так как в шкафу ТКУ-1 и ТКУ-2 отсутствуют свободные порты для подключения проектируемых счетчиков требуется произвести перемонтаж информационных линий для высвобождения отдельных портов на шлюзах E422.

«Устанавливаемые точки учета должна быть интегрирована в существующую систему АИИС КУЭ» [37].

3.3.2 Решения по организации электропитания устройств АИИС КУЭ (счетчики электроэнергии)

Организации питания устанавливаемых счетчиков предусматривается от существующего шкафа ТКУ-1. Данный шкаф доукомплектуется автоматическим выключателем.

3.3.3 Решения по защите от несанкционированного доступа

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ ПС 220 кВ должны быть приняты меры, исключающие несанкционированный доступ во вторичные цепи трансформаторов тока и напряжения. Для обеспечения выполнения этого требования необходимо опломбирование или маркирование знаками визуального контроля всех разъемных соединений электрических цепей, а также мероприятия, ограничивающие право доступа к оборудованию АИИС КУЭ и составления списка лиц предприятия, имеющих право доступа к названному оборудованию.

На счетчики на заводе-изготовителе устанавливается программно-аппаратная блокировка, которая запрещает полное перепрограммирование счетчика (изменение измеряемых данных, изменение коэффициента трансформации, данных профиля нагрузки, постоянные и т.д.).

3.3.4 Объем устанавливаемого оборудования

Объем оборудования представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Объем устанавливаемого оборудования

Наименование	Единица измерения	Кол-во	Примечание
Счетчик активной реактивной электроэнергии, прямого и обратного направлений, $U_{НОМ}=57,7/100В$, $I_{НОМ} 5А$, кл. точ. 0,2S; 2xRS485, внутр. Плата резервного питания	шт.	2	-
Блок питания	шт.	2	-
Розетка 220V	шт.	2	-
Разветвитель интерфейса RS485	шт.	4	-
Коробка испытательная	шт.	2	-
Автоматический выключатель, однополюсный, 230 В, номинальный ток 2А, характеристика В	шт.	1	Шкаф ТКУ-1
Коммутатор 5x10/100BaseTX	шт.	2	Шкаф ТКУ-1
DIN-рейка 1000x35x7.5мм с отверстиями оцинкованная	шт.	4	Панель №28
Кабельная продукция			
Кабель контрольный КВВГЭнг(А)-LS 4×4 мм ²	шт.	528	-
Провод ПВ-1 2,5 мм ²	шт.	4	-
Кабель интерфейса КИПЭВнг(А)-LS 2×2×0,6	шт.	20	-
Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 4×2,5 мм ²	шт.	20	-

3.3.5 Требования к АИИС КУЭ

«Требования к вторичным цепям:

- Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – счетчик» не должны превышать от номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения 0,25%;
- Счетчик должен быть подключен к ТТ и ТН отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания (для ТН). При этом подключение кабеля к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную около счетчика. Допускается применение единой электрической цепи для подключения электросчетчиков к одному трансформатору напряжения при условии обеспечения защиты всей цепи от несанкционированного доступа;
- Подключение токовых обмоток счетчиков к вторичным измерительным обмоткам трансформаторов тока выполнять отдельно от цепей релейной защиты и автоматики;
- Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Требования к трансформаторам тока и напряжения:

- Измерительные трансформаторы должны удовлетворять требованиям ПУЭ.
- Типы трансформаторов тока и напряжения должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ 1983-2015, быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь действующие свидетельства о поверке;
- Классы точности отдельной обмотки для целей АИИСКУЭ измерительных трансформаторов тока (напряжения):
 - Для присоединений с уровнем напряжений 110 кВ и выше - не хуже 0,2S (0,2);
- Не допускается перегрузка измерительных трансформаторов во всех

эксплуатационных режимах;

- Для учета необходимо предусматривать отдельные вторичные обмотки ТТ и ТН соответствующих классов точности;
- Измерительные трансформаторы, применяемые для подключения расчетных счетчиков, должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, а также по климатическому исполнению;
- Применение промежуточных трансформаторов тока не допускается;
- Выводы вторичных обмоток измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа (установка марок/пломб);
- Трансформаторы тока должны устанавливаться в трех фазах;
- Межповерочный интервал измерительных ТТ и ТН должен составлять, не менее 8 лет;
- Фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ и ТН должны соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать работу ТТ и ТН в требуемом классе точности» [38].

Требования к счетчикам электроэнергии:

- «Все типы применяемых электросчетчиков должны проходить метрологические испытания, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь действующие свидетельства о поверке;
- Технические параметры и метрологические характеристики электросчётчиков должны отвечать требованиям ГОСТ 31819.22-2012 (для реактивной энергии – ГОСТ 31819.23-2012);
- Счетчики должны проводить учет активной и реактивной электроэнергии;
- Для точек учёта, где возможны перетоки электроэнергии, счётчики должны обеспечить учёт электроэнергии в двух направлениях» [38];

- Счетчики должны отвечать следующим требованиям:
 - Класс точности не хуже 0,2S для присоединений с уровнем напряжений 110 кВ;
 - На ПС должны применяться трёхфазные 3-х элементные счетчики, которые должны включаться в каждую фазу присоединения;
 - «Счетчики электроэнергии должны иметь не менее двух независимых портов цифрового интерфейса;
- Счетчик должен обеспечивать обмен информацией по двум портам;
- Наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 45 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров» [37];
- Обеспечивать измерения 30-минутных и минимальных (не более 3-х минут) приращений активной и реактивной электроэнергии;
- «Наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже ± 1 с/сут. с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);
- Наличие автоматической самодиагностики;
- Наличие защиты от несанкционированного изменения параметров;
- Счетчики должны иметь встроенный дополнительный источник питания от однофазной сети переменного тока напряжением 220 В и автоматически переключатся на дополнительный источник питания при исчезновении основного (резервного) питания. Резервное питание счётчиков необходимо обеспечить через АВР;
- Межповерочный интервал, не менее 10 лет;
- Средняя наработка на отказ, не менее 100 000 часов;
- Наличие «Журнала событий», фиксирующего не менее 35 суток

время и даты наступления событий;

- В «Журнале событий» должны фиксироваться:
 - Попытки несанкционированного доступа;
 - Факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - Изменения текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - Отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
 - Отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- Счетчики должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур окружающего воздуха $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- Защита от несанкционированного изменения параметров должна быть обеспечена на программном уровне и аппаратном уровне;
- Счетчики должны иметь возможность измерения с нормируемой погрешностью: мгновенной активной, реактивной и полной мощности, фазных токов и напряжения, частоты» [38].

3.3.6 Решения по электромагнитной совместимости

Устройства АИИС КУЭ подвержены влиянию электромагнитных помех, в связи с этим должны быть выполнены все регламентированные требования по электромагнитной совместимости и помехозащищенности.

Источниками помех на подстанции могут быть короткие замыкания, грозовые перенапряжения, коммутации высоковольтного оборудования, а также коммутации в сети оперативного постоянного тока электромагнитов включения и отключения выключателей, электромеханических реле.

Импульсные помехи, попадая на входы указанных устройств, могут приводить к их повреждению или вызывать неправильную работу. Устройства АИИС КУЭ обладают уровнями помехозащищенности, определяемыми соответствующими стандартами и оговоренными в технических условиях

(технических описаниях) на конкретные устройства.

В связи с этим должно выполняться с учетом решения вопросов защиты вторичных цепей от импульсных и электромагнитных помех.

«Необходимые мероприятия по защите от импульсных помех разрабатываются в соответствии с действующими «методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» (СТО 56947007-29.240.044-2010) и «руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» (СТО 56947007-29.240.043-2010). Утвержденные приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.04.2010 №265.

Наиболее действенным средством защиты от помех является применение в цепях трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, проходящих по ОРУ, экранированных кабелей, которые должны предусматриваться проектом вторичных соединений. Для цепей напряжения необходимо использовать кабели, имеющие металлическую оболочку, которая является естественным экраном для проникновения в эти цепи помех. Экран кабеля должен быть заземлен с двух сторон.

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала и нормальной работы АИИСКУЭ выполняется защитное и рабочее заземление устройств этих систем. Защитное заземление выполняется путем присоединения всех шкафов, панелей и корпусов устройств АИИСКУЭ к закладным протяженным полосам, проложенным в полу, к которым крепятся эти устройства» [5]. Рабочее заземление допускается осуществлять присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам защитного заземления панелей (шкафов) и корпусов устройств.

Выводы по разделу 3.

В ГЩУ предусматривается установка микропроцессорных устройств защиты с применением типовых шкафов ШЭТ 220.07 и ШЭТ 221.09.

«Использование МП устройств является современной тенденцией и

дает существенные преимущества, в числе которых:

- реализация новых принципов и улучшенных характеристик;
- удобство при наладке и эксплуатации;
- широкая система самодиагностики и возможность интеграции устройств РЗА в ССПИ;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения;
- возможность осуществления в одном устройстве вспомогательных функций осциллографирования и регистрации событий» [6].

Для каждой КЛ-110 кВ с односторонним питанием устанавливаются комплекты ступенчатых защит. В работе произведены расчеты уставок для токовой отсечки, максимальной токовой защиты, дистанционной защиты, токовой защиты нулевой последовательности и устройства резервирования отключения выключателя.

На ПС предусмотрена отдельная система регистрации аварийных событий. В ходе реконструкции необходимо заменить существующие устаревшие терминалы Бреслер-0103 на современные Бреслер-0107.010.

Существующая система сбора и передачи информации выполнена на базе оборудования АО «РТСофт». Определен объем устанавливаемого оборудования и кабельной продукции для обеспечения функционирования системы. Устанавливаемые МП устройства РЗА имеют двойное назначение: как собственно устройства автономной системы РЗА и как компоненты нижнего уровня ПТК ССПИ. Протокол обмена данными используется МЭК 61850. Разработан перечень этапов по подготовке объекта автоматизации к вводу системы ССПИ в действие.

В работе определены требуемые изменения для существующей системы АИИСКУЭ на подстанции и перечень вновь устанавливаемого электрооборудования. Составлен перечень требований к вторичным цепям, трансформаторам тока и напряжения, к счетчикам электроэнергии.

Заключение

В результате проведенного обследования на ПС 220 кВ, был получен объем исходных данных, который достаточен для принятия основных технических решений и начала работы над разделами 2 и 3 данной диссертации.

В рамках расширения подстанции предполагается реализация следующих мероприятий:

- разработка электротехнических мероприятий, сопутствующих установке нового оборудования (конструктивное исполнение и параметры оборудования, ошиновки и др.), с приведением соответствующих расчетов;
- установка микропроцессорных шкафов РЗА на вновь устанавливаемых выключателях с применением типовых шкафов РЗА ПАО «ФСК ЕЭС»;
- интеграция вновь установленного оборудования в существующую систему ПТК ССПИ путем доукомплектации системы;
- замена РАС и подключение сигналов от вновь устанавливаемого оборудования и устройств РЗА;
- организация двух новых точек учета и ремонта информационных линий для высвобождения отдельных портов на шлюзах E422;
- перенос оборудования связи и систем записи оперативных переговоров в контейнер связи;
- организации системы бесперебойного электропитания 48 В постоянного тока и 220 В переменного тока для всех систем связи, путем установки шкафа системы гарантированного питания.

По результатам выполненных расчетов и проведенному анализу электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше, прилегающей к ПС 220 кВ, на период 2022-2027 годов можно сделать следующие выводы:

Для всех режимов нагрузки и температур наружного воздуха режимы

работы сети в нормальной и ремонтных схемах проходят без токовой перегрузки элементов рассматриваемой сети с поддержанием уровня напряжения в прилегающей сети ПС 220 кВ в диапазоне допустимых значений.

В связи с отсутствием снижения напряжения ниже допустимых значений можно сделать вывод об отсутствии дефицита реактивной мощности в районе ПС 220 кВ. Следовательно, установка устройств компенсации реактивной мощности не требуется.

Максимальный расчетный ток по проектируемым КЛ 110 кВ Хопер – Саратовбиотех № 1(2) составляет 220 А.

В ГЩУ предусматривается установка микропроцессорных устройств защиты с применением типовых шкафов ШЭТ 220.07 и ШЭТ 221.09.

«Использование МП устройств является современной тенденцией и дает существенные преимущества, в числе которых:

- реализация новых принципов и улучшенных характеристик;
- удобство при наладке и эксплуатации;
- широкая система самодиагностики и возможность интеграции устройств РЗА в ССПИ;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения;
- возможность осуществления в одном устройстве вспомогательных функций осциллографирования и регистрации событий» [6].

Для каждой КЛ-110 кВ с односторонним питанием устанавливаются комплекты ступенчатых защит. В работе произведены расчеты уставок для токовой отсечки, максимальной токовой защиты, дистанционной защиты, токовой защиты нулевой последовательности и устройства резервирования отключения выключателя.

На ПС предусмотрена отдельная система регистрации аварийных событий. В ходе реконструкции необходимо заменить существующие устаревшие терминалы Бреслер-0103 на современные Бреслер-0107.010.

Существующая система сбора и передачи информации выполнена на базе оборудования АО «РТСофт». Определен объем устанавливаемого оборудования и кабельной продукции для обеспечения функционирования системы. Устанавливаемые МП устройства РЗА имеют двойное назначение: как собственно устройства автономной системы РЗА и как компоненты нижнего уровня ПТК ССПИ. Протокол обмена данными используется МЭК 61850. Разработан перечень этапов по подготовке объекта автоматизации к вводу системы ССПИ в действие.

В работе определены требуемые изменения для существующей системы АИИСКУЭ на подстанции и перечень вновь устанавливаемого электрооборудования. Составлен перечень требований к вторичным цепям, трансформаторам тока и напряжения, к счетчикам электроэнергии.

Список используемой литературы

1. Белоусенко И.В., Голубев С.В., Дильман М.Д. Исследование и технико-экономическая оценка надежности электроснабжения электростанций собственных нужд. Промышленная энергетика. 2002. №11. С. 62-64.
2. Белоусенко И.В., Горюпов О.А. Моделирование надежности систем электроснабжения с применением автономных источников и эффективность их применения. Промышленная энергетика. 2009. №6. С. 12-26.
3. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. Энергоатомиздат. 2008. 172с.
4. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем. Энергоатомиздат. 2008. 288с.
5. Борухман В.А., Кулдыкин А.Н. Определение места повреждения изоляции в сети оперативного постоянного тока. Электрические станции. 2002. № 7. С. 58-60.
6. Борухман В.А., Кулдыкин А.Н. Повышение надежности работы сети оперативного постоянного тока. Электрические станции. 2005. № 4. С. 52-53.
7. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров. Наука. 2000. 976 с.
8. Буль Б.К. Основы теории электрических аппаратов. М.: Высшая школа. 2000. 600 с.
9. Бурькин В.В., Шилов А.Н., Дурденевский М.С. Контроль сопротивления изоляции цепей постоянного тока. Повышение эффективности работы ТЭС и энергосистем. Труды ИГЭУ. Вып. 1. Иваново. 2007. С. 247-250.
10. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергия. 2000. 608 с.

11. Винников М.Р. Схема контроля цепей оперативного постоянного тока. Промышленная энергетика. 2001. № 12. С.23-24.
12. Гинзбург С.Г. Методы решения задач по переходным процессам в электрических цепях. М.: Высшая школа. 2007. 388 с.
13. Голубев М.А. Защита вторичных цепей от коротких замыканий. Библиотека электромонтера. Вып.548. М.: Энергоиздат. 2002. 80 с.
14. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. М: Изд-во стандартов. 2000.
15. Гук Ю.Б. Анализ надёжности электроэнергетических установок. Д.: Энергоатомиздат. 2008. 224 с.
16. Гук Ю.Б., Кантан В.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. Пособие для вузов: Энергоатомиздат. 2005. 312 с.
17. Гумин И.Я. Вторичные схемы электрических станций и подстанций. М.-Л.: Энергия. 2004. 176 с.
18. Гумин М.И. Схемы управления масляными выключателями, автоматами и контакторами. М.- Л.: Госэнергоиздат. 2002. 80 с.
19. Гуревич В.И. Вторичные источники электропитания. Электротехнический рынок. 2009. № 1. С. 45-50.
20. Гуревич Ю.Е. Особенности электроснабжения промышленных предприятий с непрерывными технологическими процессами. Электричество. 2000. №1. С. 55-59.
21. Гусев Ю.П. Положительные тенденции и проблемы развития. Новости электротехники. 2005. №1. С. 44-45.
22. Гусев Ю.П. Короткие замыкания в электроустановках собственных нужд электростанций и подстанций. Учебное пособие. М.: Издательство МЭИ. 2003. 44 с.
23. Гусев Ю.П., Шиша М.А. Проверка кабелей электроустановок напряжением до 1 кВ на термическую стойкость и невозгораемость. Электро. 2001. №1. С.36-38.

24. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (протокол от 22.02.2017 №252).
25. Правила устройства электроустановок (ПУЭ).
26. ПТЭ. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06. 2003 № 229.
27. Распоряжение №270р от 25.05.2015г. «Об утверждении требований ОАО «ФСК ЕЭС» к содержанию отчетов по результатам предпроектного обследования объектов реконструкции».
28. СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
29. СТО 56947007-29.120.40.041-2010 «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования» (с изменениями от 14.12.2012, 28.01.2015), ОАО «ФСК ЕЭС».
30. СТО 56947007-29.120.40.262-2018 «Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения (дата введения 18.12.2018).
31. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС).
32. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».
33. Baidak Yu., Matukhno V., Chaikovskiy V. Energy efficient transformers with various load graphics for the consumer of electric power // Холодильна техника та технологія. 2016. № 2. P. 34-39.
34. Csanyi E. 34 Questions And Answers To Break the Myth About SF6 Gas In Electrical Equipment [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2014. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/34-questions-and-answers-to>

break-the-myth-about-sf6-gas-in-electrical-equipment (дата обращения: 05.12.2021)

35. Csanyi E. 9 Most Common Power Quality Problems [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2014. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/9-most-common-power-quality-problems> (дата обращения: 13.11.2022).

36. Jignesh P. Types of electrical power distribution systems [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2011. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/types-of-electrical-power-distribution-systems> (дата обращения: 05.12.2021).

37. Mirzai M., Gholami A., Aminifar F. Failures Analysis and Reliability Calculation for Power Transformers // Journal of Electrical System. 2006. № 2-1. P. 1-12.

38. Thomas T., Joseph V. Fault Diagnosis on Medium Voltage (MV) Electric Power Distribution Networks: The Case of the Downstream Network of the AES-SONEL Ngousso Sub-Station // Energies. 2009. № 2. P. 243-257.