

**ТОВАРИЩЕСТВО С
ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
“АЛАТАУЭНЕРГОПРОЕКТ”**

Корректировка
ПСД "Реконструкция ПС 110/35/10
кВ №46А "Шоссейная" с
заменой трансформаторов на 2х63МВА с
КРУН - 10 кВ"

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Объект
03/210670/20
26/1.2- ПЗ
Стадия РП
Инв.№ _____

Директор

Р.Е. Искаков

Главный инженер проекта

Р.Е. Искаков

Алматы 2023 г.

Проект разработан в соответствии с действующими нормами, правилами, инструкциями и государственными стандартами, включая требования взрывопожаробезопасности, и обеспечивает безопасную эксплуатацию зданий и сооружений при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий

Главный инженер проекта

Искаков Р.Е.

Исполнители:

Раздел «Электросиловое оборудование»

Абдрахманов

Раздел «Релейная защита и автоматика»

Абдрахманов

Раздел «Релейная защита и автоматика»

Абдрахманов

Раздел «Архитектурно-строительные решения»

Мухамбетжанов

ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	Общие сведения	4
2.	Основание для проектирования	4
3.	Перечень объектов строительства	4
4.	Обоснование принятой схемы электроснабжения	5
5.	Требования к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии	6
6.	Выбор и проверка оборудования	7
7.	Сведения об условиях района строительства	9
8.	Монтажные электротехнические решения	10
8.1	Реконструкция ОРУ-110 кВПС «Шосейная»	10
8.2	Распределительное устройство напряжением 35 кВ	13
8.3	Распределительное устройство напряжением 10 кВ	14
8.4	Реконструкция ОПУ	16
8.5	ВОЛС на ВЛ-35 кВ	16
8.6	Решения по компенсации емкостных токов	18
8.7	Собственные нужды ПС и СОПТ	31
8.8	Система пожаротушения SERGI	34
8.9	Освещение подстанции	35
8.10	Электрические сети	35
8.11	Электромагнитная совместимость	37
9.	Релейная защита, автоматика, связь	38
9.1	Релейная защита и автоматика	38
9.2	Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)	42
9.3	Система мониторинга и управления (СМиУ)	44
9.4		
10.	Демонтажные работы	46
11.	Архитектурно-строительные решения	47
12.	Маслохозяйство	49
13.	Выделение очередей и пусковых комплектов	50
14.	Патентная чистота и патентоспособность	50
15.	Основные решения по сетям водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции	50
16.	Противопожарные мероприятия	51
17.	Охрана окружающей среды и рекультивация земель	51
18.	Охрана труда и техника безопасности	53
19.	Промышленная безопасность	55

~~20. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны~~

Объект 07/351386/2019/1.2-ПЗ "Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шосейная" с заменой трансформаторов на 2х63МВА с КРУН-10 кВ"

Стадия РП

Инв. № _____

Пояснительная записка

21. Энергосбережение	56
22. Затраты на реализацию строительства	57
23. Список приложений	57

1 Общие сведения

1.1 Наименование разрабатываемой системы

Корректировка ПСД «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63 МВА с КРУН-10 кВ»

1.2 Номер договора

№ 351386/2019/1 от 12 декабря 2019 г.

1.3 Организация – заказчик

АО «Алатау Жарык Компаниясы»

Юридический адрес: 050008 г. Алматы, Манаса, 24б;

Почтовый адрес: 050008 г. Алматы, Манаса, 24б.

1.4 Площадка строительства

Республика Казахстан, Алматинская область, г. Алматы, территория подстанции 110/35/10 кВ «Шоссейная».

1.5 Организация – разработчик рабочего проекта

ТОО «СДГ-ХОЛДИНГ» (переименовано в ТОО «SO ENERGY»)

РК, г. Алматы, Бостандыкский район, микрорайон Керемет, д.7, кв.1

1.6 Организация – исполнитель работ

Определяется по конкурсу.

1.7 Финансирование работ

Собственные средства предприятия.

2 Основание для проектирования

Корректировка рабочего проекта «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63 МВА с КРУН-10 кВ» выполняется на основании:

- Договор № 351386/2019/1 от 12 декабря 2019;
- Техническое задание на корректировку ПСД «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63 МВА с КРУН-10 кВ;
- Инвестиционная программа АО «АЖК».

3 Исходные данные для проектирования

Исходными данными для разработки рабочего проекта являются:

- Техническое задание на корректировку ПСД «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63 МВА с КРУН-10 кВ;
- Технические условия По объекту: «Корректировка ПСД «Реконструкция ПС-110/35/10кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63МВА с КРУН-10кВ». № 25.1-614 от 18.02.2020 выданные АО «АЖК»;
- Протокол технического совещания АО «АЖК» от 19.02.2019 г. о необходимости корректировки проекта;
- Дефектный акт от 26.04.2021 г. от АО «АЖК»;
- Заключение №1/01 по результатам технического обследования.

4 Перечень объектов строительства

Целью выполнения данной работы является корректировка принципиальных решений по реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Шоссейная».

Проектируемая подстанция по титулу «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63 МВА с КРУН-10 кВ» для нужд АО «Алатау Жарык Компаниясы» - «Алматинские распределительные сети» предназначена для надежного и качественного электроснабжения существующих потребителей и покрытия перспективных нагрузок микрорайона «Кулагер».

Реализация данного проекта позволит произвести реконструкцию КРУ-10 кВ, замену морально и физически устаревшего оборудования - силовых трансформаторов на ПС 110/35/10кВ «Шоссейная», что обеспечит повышение надежности функционирования подстанции в целом.

Проектом предусмотрена реконструкция ПС с заменой трансформаторов с 2х25 МВА на 2х63 МВА, согласно «Технического задания» на корректировку ПСД.

В процессе реконструкции предполагается замена силовых трансформаторов открытого распределительного устройства 110 кВ (далее - ОРУ-110 кВ), замена существующих выключателей 110 кВ, замена оборудования комплектного распределительного устройства 10 кВ (далее - КРУН-10 кВ) со схемой первичных соединений по схеме «Одна секционированная выключателями система шин», частичная переустановка оборудования открытого

распределительного устройства 110 кВ (далее - ОРУ-110 кВ), со схемой первичных соединений по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Количество линий 10 кВ, подключаемых к подстанции (ЗРУ-10 кВ) - 40 шт.

В настоящее время электроснабжение микрорайона «Кулагер» осуществляется от двух ВЛ 110 кВ: Л-103А(Т-1) и Л-104А(Т-2).

Ремонтно-эксплуатационное обслуживание подстанции обеспечивается персоналом владельца. Оперативно проектируемая подстанция подчинена диспетчеру АО «АЖК». Ревизия трансформаторов предусматривается на месте при помощи грузоподъемных порталов.

Надежность электроснабжения потребителей микрорайона «Кулагер» в целом в настоящее время соответствует требованиям ПУЭ к электроснабжению потребителей 2 категории надежности в соответствии с классификацией ПУЭ.

5 Обоснование принятой схемы электроснабжения

Схема электрическая принципиальная ПС выполнена в соответствии с техническим заданием на проектирование.

Схема электрических соединений 110 кВ ПС выполнена по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Принятая схема электрических соединений 110 кВ ПС способна обеспечить надёжное электроснабжение потребителей 1, 2 и 3 категорий по надёжности электроснабжения.

Схема электрических соединений 35 кВ ПС выполнена «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» и предусматривает подключение:

- силовых трансформаторов – 2 шт.;
- ячейки отходящих линий – 2 шт.;
- измерительных трансформаторов напряжения – 2 шт.;
- ячейка секционного выключателя – 1 шт.

Принятая схема электрических соединений 35 кВ ПС способна обеспечить надёжное электроснабжение потребителей 1, 2 и 3 категорий по надёжности электроснабжения.

Схема электрических соединений 10 кВ ПС выполнена «Одна одиночная, секционированная выключателем система шин» и предусматривает подключение:

- силовых трансформаторов – 2 шт.;
- секционного выключателя – 1 шт.;
- секционного разъединителя – 1 шт.;
- ячейки отходящих линий – 40 шт.;

Объект 07/351386/2019/1.2-ПЗ "Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63МВА с КРУН-10 кВ"

Стадия РП

Инв. № _____

Пояснительная записка

- измерительные ячейки – 2 шт.;
- ячейки трансформаторов собственных нужд – 2 шт.;
- ячейки ДГР – 2 шт.

Принципиальная электрическая схема ПС показана на листе 07/351386/2019/1.2-5036-002 ЭМ. План ПС показан на листе 07/351386/2019/1.2-5036-004 ЭМ.

6 Требования к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии

ПС является основным источником электроснабжения района нагрузок и служит для электроснабжения потребителей 1, 2 и 3 категории по надёжности электроснабжения.

Надёжность электроснабжения потребителей поселка микрорайона Кулагер в целом в настоящее время соответствует требованиям ПУЭ к электроснабжению потребителей 2 категории надёжности в соответствии с классификацией ПУЭ.

Схема электрическая принципиальная ПС, в т. ч. схема электрических соединений 110 кВ, схема электрических соединений 35 кВ, 10 кВ имеет необходимое резервирование и способна обеспечить надёжное электроснабжение потребителей 1, 2 и 3 категорий по надёжности электроснабжения.

Качество вырабатываемой электроэнергии соответствует действующим нормам и стандартам РК.

По требованиям «Норм технологического проектирования подстанций 35 - 750 кВ» существующие выключатели с элегазовой изоляцией, на номинальное напряжение 110 кВ, должны допускать наружную установку и эксплуатацию при температурах от -40°C до +40°C. Выключатели проверялись по условию длительного режима, по электродинамической стойкости, по термической стойкости, по коммутационной способности, амплитуде полного тока отключения, по току включения.

Существующие и устанавливаемые трансформаторы тока и напряжения обеспечат требуемые условия работы РЗА, АСКУЭ и питания измерительных приборов.

7 Выбор и проверка оборудования

Существующая марка и сечение для сборных шин и ошиновки ОРУ 110 кВ ПС «Шоссейная» АС-185/29 (для провода АС-185 длительно-допустимый ток составляет 510А).

Существующая ошиновка ОРУ 35 кВ ПС «Шоссейная» выполнена двумя проводами АС-120/19 в фазе (длительно-допустимый ток составляет 780 А), а вновь проектируемый участок ошиновки - двумя проводами АС-185/29 в фазе (длительно-допустимый ток составляет 1020 А).

Шинный мост 10 кВ от трансформатора до огнезащитной перегородки выполнен двумя

Объект 07/351386/2019/1.2-ПЗ"Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63МВА с КРУН-10 кВ"

Стадия РП

Инв. № _____

Пояснительная записка

пинами АДЗ1.Т 120х10 в фазе (длительно-допустимый ток составляет 3200 А),от огнезащитной перегородки до ЗРУ-10 кВ кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена 3х(3хПВВнг-LS-10-1х500)(длительно-допустимый ток составляет 3243 А).

Расчет токов КЗ смотри в разделе Релейной защиты и автоматики.

Таблица расчета токов КЗ:

	Место короткого замыкания		
	Шина 110 кВ	Шины 35 кВ	Шины 10 кВ
	Трехфазный ток КЗ $I_{кз}$, кА		
	$I_{кзmax}=18,049$ кА	$I_{кзmax}=7,6114$ кА	$I_{кзmax}=16,7405$ кА
	$I_{кзmin}=9,137$ кА	$I_{кзmin}=6,4262$ кА	$I_{кзmin}=14,7805$ кА

Таблица выбора и проверки оборудования:

Тип оборудования	Расчетные параметры					Каталожные данные				
	I_p , А	$I_{кз}$, кА	$I_{уд.}$, кА	$I_{а.б}$, кА	B_k , кА ² С	I_n , А	$I_{терм.}$, кА	$i_{дин.}$, кА	$i_{а\text{ выкл.}}$, кА	$B_{т.доп}$, кА ² С
110 кВ										
Выключатель 110 кВ GL312 F1/4031 P	330,6	18,049	46,42	7,68	42,73	3150	40	100	10	4800
Разъединитель 110 кВ РГП СЭЩ-110	330,6	18,049	46,42	7,68	42,73	1250	31,5	80	-	2976,7
35 кВ										
Выключатель 35 кВ ВГБЭ-35-12,5-630 УХЛ1	330	7,611	19,87	7,6	18,54	630	12,5	35	8,24	468,7
Разъединитель 35 кВ РГП-35-1000	330	7,611	19,87	7,6	18,54	1000	20	50	-	1200
10 кВ										
Выключатель Элтехника VF12M-31,5/4000 У3	2309	16,74	43,71	11,18	306,85	3150	31,5	81	16,48	2976,7
Выключатель Lsis Susol MVL-12H25A13	570	16,74	43,71	7,37	313,85	800	25	65	7,78	2500

Как видно из расчетов, выбранное оборудование удовлетворяет требованиям на коммутационную способность и стойкость к токам короткого замыкания.

8 Сведения об условиях района строительства

В административном отношении объект реконструкции ПС 110/35/10 кВ №46А «Шоссейная» находится по адресу: г. Алматы, Жетысуский район, мкр. Дорожник.

Климатические условия

- климатический подрайон для строительства согласно СП РК 2.04-01-2017 - III В;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 (СП РК 2.04-01-2017) - минус 23° С;
- снеговая нагрузка (II район) - 0,7 кПа;
- ветровая нагрузка (III район) - 0,38 кПа;
- сейсмичность площадки строительства - 9 баллов (СП РК 2.03-30-2017*), тип грунтовых условий по сейсмическим свойствам согласно таблицы 6.1 СП РК 2.03-30-2017* - II(второй).

Инженерно-геологические изыскания

На площадке строительства залегают следующие грунты (сверху вниз):

- насыпной грунт, мощностью 0,3 м;
- суглинок коричневатого-серого цвета, твердой и полутвердой консистенции, карбонатизированный, с включениями прослойки песка среднего, просадочный (тип грунтовых условий по просадочности - 1-й, начальное просадочное давление - 186 кПа), мощностью 4 м;
- суглинок желтовато-серого цвета, тугопластичной консистенции, непросадочный, мощностью 1,5-1,7 м;
- песок мелкий, желто-серого цвета, средней плотности, водонасыщенный, мощностью 0,5 м

Физико-механические характеристики суглинка твердой и полутвердой консистенции (ИГЭ-2): плотность грунта – $\rho_I = 1,87 \text{ г/см}^3$; $\rho_{II} = 1,9 \text{ г/см}^3$; угол внутреннего трения при природной влажности – $\phi_I = 25^\circ$; $\phi_{II} = 26^\circ$; при водонасыщении – $\phi_I = 17^\circ$; $\phi_{II} = 21^\circ$; удельное сцепление при природной влажности – $c_I = 22 \text{ кПа}$; $c_{II} = 29 \text{ кПа}$, при водонасыщении – $c_I = 19 \text{ кПа}$; $c_{II} = 26 \text{ кПа}$; коэффициент пористости – $e = 0,632$; модуль деформации при природной влажности – $E = 11,3 \text{ МПа}$; при водонасыщении – $E = 6,9 \text{ МПа}$; показатель текучести - $IL < 0$.

Физико-механические характеристики суглинка тугопластичной консистенции (ИГЭ-3): плотность грунта - $\rho_I = 1,78 \text{ г/см}^3$; $\rho_{II} = 1,8 \text{ г/см}^3$; угол внутреннего трения при природной влажности – $\phi_I = 23^\circ$; $\phi_{II} = 27^\circ$; удельное сцепление при природной влажности – $c_I = 19 \text{ кПа}$; $c_{II} = 29 \text{ кПа}$; коэффициент пористости - $e = 0,741$; модуль деформации при

природной влажности – $E = 5$ МПа; показатель текучести - $IL = 0,36$.

Физико-механические характеристики песка мелкого, средней плотности (ИГЭ-4): плотность грунта – $\rho_I = 1,58$ г/см³; $\rho_{II} = 1,6$ г/см³; угол внутреннего трения при природной влажности – $\phi_I = 30^\circ$; $\phi_{II} = 32^\circ$; при водонасыщении – $\phi_I = 28^\circ$; $\phi_{II} = 31^\circ$; удельное сцепление при природной влажности – $C_I = 1$ кПа; $C_{II} = 2$ кПа, при водонасыщении - $C_I = 0$; $C_{II} = 1$ кПа; коэффициент пористости – $e = 0,64$; модуль деформации при природной влажности – $E = 28$ МПа; при водонасыщении – $E = 26$ МПа.

Нормативная глубина промерзания грунта: для суглинков - 0,92 м; песков - 1,12 м; насыпных грунтов - 1,36 м.

Строительная группа грунтов по механизированной разработке по ЭСН РК 8.04-01-2015: для суглинков - 2; песка – 1; насыпного грунта - 2.

Установившиеся уровни грунтовых вод зафиксированы на глубинах 4,3 м.

Степень агрессивного воздействия грунтов на бетонные и железобетонные конструкции для бетонов всех марок – грунты неагрессивные.

Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали - от средней до высокой.

Степень агрессивного воздействия грунтовых вод на бетонные и железобетонные конструкции – неагрессивные.

9 Монтажные электротехнические решения

9.1 Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС «Шоссейная»

На подстанции установлены два трансформатора напряжением 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый. Силовые трансформаторы ТДТН-25000/110У1 и маслоприемные устройства, согласно техническому заданию на проектирование, подлежат замене.

В состав ОРУ-110 кВ входит следующее оборудование:

- силовые выключатели 110 кВ типа ВГТ-110/40/2500 У1 производства «Уралэлектротяжмаш» - 2 трехфазных комплекта;
- разъединители 110 кВ типа РГП-СЭЩ-2-110/1250 с ручными приводами ПРГ-01-5УХЛ1 на главные и заземляющие ножи, производства ЗАО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара" – 4 трехфазных комплектов;
- разъединители 110 кВ типа РГП-СЭЩ-1-110/1250 с ручными приводами ПРГ-01-5УХЛ1 на главные и заземляющие ножи, производства ЗАО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара" – 4 трехфазных комплектов;
- трансформаторы напряжения 110 кВ типа НКФ-110 УХЛ1, производства

ЗАО «Энергомаш» - 2 однофазных комплекта;

- трансформаторы тока 110 кВ типа ТФЗМ-110 Б, производства ООО «ТД «Автоматика» - 2 трехфазных комплекта;
- ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПН-1-110 производства

ЗАО "ЗЭТО" – ЗАО «Завод электротехнического оборудования» - 6 однофазных комплектов.

Реконструкция ОРУ-110 кВ была произведена в 2009 году, по проекту выполненного АО КазНИПИИТЭС «Энергия» в 2005 году.

На подстанции ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" проектом предусматривается установка двух трехобмоточных трансформаторов типа ТДТН-63000/115/38,5/11-У1 мощностью 63 МВА, производства ГК «Alageum Electric».

На ОРУ-110 кВ проектом предусматривается:

- замена существующих выключателей 110 кВ на блоки 110 кВ производства АО «Alageum Electric» с элегазовыми колонковыми выключателями GL312 F1/4031 Р производства «General Electric»;

- перенос существующих блоков разъединителей 110 кВ («Т-1», «Т-2») Б110-20/2-1000Б-ХЛ1, существующего блока опорных изоляторов и ограничителей перенапряжений 110 кВ Б110-68/2-П-ХЛ1 на 1,5 метра в связи со стесненностью площадки подстанции.

При проектировании применялось оборудование, соответствующее Казахстанским стандартам и сертифицированное в установленном порядке.

В связи с заменой силового трансформатора с 25 МВА на 63 МВА проектом предусматривается проверка соответствия технических параметров, удовлетворяющих требованиям выбора и проверки оборудования. Таблицу выбора и проверки оборудования см. выше.

Согласно расчетным данным - силовое оборудование удовлетворяет всем заявленным критериям выбора.

Значения токов КЗ на ПС «Шоссейная» приняты на основе письма Заказчика №26-2608 от 25.05.2020 г. Токи трехфазных коротких замыканий (КЗ) на шинах 110 кВ: $I_{\max \text{ к.з.}} = 18049 \text{ А}$, $I_{\min \text{ к.з.}} = 9137 \text{ А}$. По результатам расчетов, значение ударного тока – 50,17 кА.

По токам короткого замыкания проверено оборудование ОРУ-110 кВ на электродинамическую и термическую стойкость.

Питание микрорайона осуществляется только от реконструируемой подстанции, в связи с этим предполагается комплекс организационно-технических мероприятий по реконструкции

подстанции. Также предполагается поэтапная реконструкция подстанции (см. том 07/351386/2019/1.2-ПОС «Проект организации строительства»).

Распределительное устройство 110 кВ выполнено открытым с усиленной изоляцией. Удельная длина пути утечки изоляции не менее 2,5 см/кВ.

Молниезащита выполняется стержневыми молниеотводами, установленными на линейных порталах, на прожекторной мачте, отдельностоящих молниеотводах, а также обеспечивается тросовым молниеотводом, установленным на концевой опоре ВЛ 35 кВ.

Для прокладки кабелей по территории ОРУ-110 кВ предусмотрены железобетонные кабельные лотки и кабельные каналы, которые учтены в строительной части рабочего проекта.

Под вновь проектируемыми и подверженными переносу кабельными лотками проектом предусматривается прокладка заземляющих проводников из круглой стали диаметром 16 мм с присоединением их через каждые 50-60 м к общему контуру заземления подстанции.

Полоса заземления прокладывается на глубине 0,7 м от уровня планировки. Все соединения заземляющего устройства выполняются сваркой внахлест без изменения сечения заземляющих проводников.

В местах примыкания внешней ограды к вновь устанавливаемому ЗРУ-10 кВ выполняются кирпичные вставки длиной не менее 1 метр (ПУЭ-РК 2015).

Снижение импульсного потенциала в ЗРУ осуществляется при помощи выполнения следующих мероприятий:

- устройством вокруг ЗРУ на расстоянии 1 м от стен и на глубине 0,5-0,7 м горизонтального замкнутого заземлителя (контурный заземлитель), который не менее чем в трех-четырёх местах присоединяется к заземляющему устройству подстанции. Сечение проводника контурного заземлителя должно быть не менее сечения горизонтальных элементов заземляющего устройства.

Горизонтальные заземлители ЗУ, выходящие за пределы ограждения ПС, находящиеся вне территории, прокладываются на глубине не менее 1 м. Внешний контур заземляющего устройства в этом случае выполняется в виде многоугольника с тупыми или скругленными углами.

Согласно ПУЭ-РК 2015 при использовании заземляющего устройства для электроустановок выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью одновременно с электроустановками напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть не более 0,5 Ом. После монтажа заземляющего устройства провести проверку величины сопротивления растеканию заземляющего контура при неблагоприятных условиях. В случае превышения указанной величины провести усиление контура

дополнительными электродами.

На территории подстанции предусматривается освещение прожекторами типа ПКН-1000 У1, смонтированными на прожекторной мачте ПМЖ-16,6.

9.2 Распределительное устройство напряжением 35 кВ

Распределительное устройство среднего напряжения 35 кВ выполнено в соответствии с техническим заданием на проектирование по схеме первичных соединений «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

В состав ОРУ-35 кВ входит следующее оборудование:

- силовые выключатели 35 кВ типа ВГБЭ-35-12,5-630 УХЛ1 производства ЗАО «Энергомаш — Уралэлектротяжмаш» - 5 трехфазных комплектов;
- разъединители 35 кВ типа РГП-2-35-1000 А с ручным приводом производства Компания «Уральский Энергетический Союз», ООО – 8 трехфазных комплектов;
- разъединители 35 кВ типа РГП-1-35-1000 А с ручным приводом производства Компания «Уральский Энергетический Союз», ООО – 4 трехфазных комплектов;
- трансформаторы напряжения 35 кВ типа НАМИ-35 У1 производства ОАО "Раменский электротехнический завод Энергия" - 6 однофазных комплектов;
- ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПН-35/40,5/10/2УХЛ1 - 6 однофазных комплекта.

При проектировании применялось оборудование, соответствующее Казахстанским стандартам и сертифицированное в установленном порядке.

Реконструкция ОРУ-35 кВ была произведена в 2009 году, по проекту выполненного АО КазНИПИИТЭС «Энергия» в 2005 году.

В связи с заменой силового трансформатора с 25 МВА на 63 МВА проектом предусматривается проверка на соответствие технических параметров, удовлетворяющих требованиям выбора и проверки оборудования. Таблицу выбора и проверки оборудования см. выше.

Согласно расчетным данным - силовое оборудование удовлетворяет всем заявленным критериям выбора.

Для проверки оборудования ОРУ-35 кВ на электродинамическую и термическую стойкость выполнен расчет максимальных токов короткого замыкания на шинах распределительного устройства ПС. По результатам расчетов, значение тока периодической составляющей в начальный момент короткого замыкания составляет 7,6114 кА, ударный ток – 20,65 кА. Нестойких аппаратов к токам КЗ на ОРУ-35 кВ нет.

На ОРУ-35 кВ проектом предусматривается частичная замена ошиновки, из-за увеличения мощности силового трансформатора.

9.3 Распределительное устройство напряжением 10 кВ

Существующее помещение КРУ-10 кВ, серии К-37 подлежит демонтажу.

Устанавливается новое комплектно-распределительное устройство в блочно-модульном здании из сэндвич-панелей, которое размещается на свободном месте площадки ПС 110/35/10 кВ №46А «Шоссейная» и комплектуется ячейками стационарной установки, одностороннего обслуживания серии КВВЭ-1М (производства ТОО «ПФ Электросервис») с вакуумными выключателями:

- для вводов и СВ 10 кВ типа: ВВ/АЕ-4000А;
- для отходящих линий 10 кВ типа: ВВ/АЕ-1250А.

Комплектное распределительное устройство напряжением 10 кВ серии КВВЭ-1М, предназначено для приема, распределения и транзита электрической энергии трехфазного переменного тока с частотой 50 Гц, при номинальном напряжении 10 кВ.

Схема электрических соединений 10 кВ ПС выполнена по схеме «Одна одиночная, секционированная выключателем система шин» и предусматривает подключение:

- силовых трансформаторов – 2 шт.;
- секционного выключателя– 1 шт.;
- секционного разъединителя– 1 шт.;
- ячейки отходящих линий – 40 шт.;
- измерительные ячейки – 2 шт.;
- ячейки трансформаторов собственных нужд – 2шт;
- ячейки ДГР – 2 шт.

Конструкция КРУ-10 кВ обеспечивает полную защиту от прикосновения к токоведущим частям, закрытым металлическим заземленным корпусом. Применение специальных блокировок

обеспечивает невозможность ошибочных коммутаций и исключающих попадание под напряжение эксплуатационного персонала.

Для проверки оборудования РУ-10 кВ на электродинамическую и термическую стойкость выполнен расчет максимальных токов короткого замыкания на шинах распределительного устройства ПС. По результатам расчетов, значение тока периодической составляющей в начальный момент короткого замыкания составляет 16,74 кА, ударный ток – 45,9 кА. Нестойких аппаратов к токам КЗ в РУ-10 кВ нет.

Характеристики выключателей приведены в таблице:

Характеристика	Ед.изм.	Значение	
		ВВ/АЕ-4000	ВВ/АЕ-1250
Номинальное напряжение	кВ	10	10
Максимальное рабочее напряжение	кВ	12	12
Номинальный ток отключения выключателя	кА	31,5	25
Ток электродинамической стойкости (наибольший пик)	кА	81	-
Номинальная частота	Гц	50	50
Номинальный ток сборных шин	А	4000	4000
Номинальный ток присоединений	А	4000	1250
Напряжение оперативного тока	В	DC 220	DC 220
Габаритные размеры одного шкафа В/Ш/Г	мм	2225/1125/1400	2225/1125/750

Блочно-модульное здание производства ТОО «ПФ Электросервис», с габаритными размерами 7600х22800 мм, оборудовано в заводских условиях всеми необходимым инженерными сетями. Также оно оборудуется системами отопления, вентиляции, освещения, охранно-пожарной сигнализации.

Питание вводных ячеек РУ-10 кВ, установленных в блочно-модульном здании ЗРУ-10 кВ, будет осуществляться кабелем из сшитого полиэтилена, типа 3х(3хПвВнг-LS-10-1х500).

Также проектом предусмотрена замена, прокладка новых контрольных и силовых кабелей в необходимом объеме между проектируемым оборудованием и новыми шкафами зажимов, панелями управления и РЗА. Все контрольные кабели предусматриваются с медными жилами и наружной оболочкой, не поддерживающей горение типа КВВГнг. Контрольные кабели к шкафам с цифровыми приборами защиты и автоматики – с общим экраном поверх скрученных жил типа КВВГЭнг. Прокладка кабелей по территории ОРУ-110 кВ осуществляется по

проектируемым кабельным лоткам, коробам.

В соответствии с заданием на проектирование рабочим проектом предусматривается:

- установка нового блочно-модульного здания ЗРУ-10 кВ;
- демонтаж существующего модульного здания КРУ-10 кВ;
- перезавод кабельных линий в новое помещение ЗРУ-10 кВ.

Для питания собственных нужд установлены два трансформатора на секциях 10 кВ мощностью по 160 кВА каждый, типа ТМГ-160/10 У1.

Схема собственных нужд 0,4 кВ выполняется с двумя секциями, работающими отдельно с секционным автоматом, оборудованным устройством АВР. Щит собственных нужд установлен в помещении ОПУ.

На подстанции принят постоянный оперативный ток = 220 В. Система оперативного постоянного тока =220 В состоит из двух шкафов управления оперативным током типа АУОТ-М-25-230-3-УХЛ4, совмещенных с шкафами ввода и распределения (ШВР) и двух шкафов аккумуляторной батареи типа ШАБ-3. Производитель СОПТ =220В ЗАО МПОТК "Технокомплект", г. Дубна. Щит постоянного тока установлен в ЗРУ-10 кВ, в помещении ЩПТ.

По данным заказчика значение емкостного тока замыкания на землю в сети 10 кВ превышает допустимое значение. Компенсация емкостных токов замыкания на землю предусматривается с помощью заземляющих дугогасящих масляных однофазных реакторов, установленных в нейтраль трансформатора 10 кВ.

Питание оперативных цепей предусматривается от щита постоянного тока.

Оперативная блокировка разъединителей выполнена электромагнитной.

Также предполагается поэтапная реконструкция подстанции с монтажом блочно - модульного здания ЗРУ-10 кВ.

9.4 Реконструкция ОПУ

Проектом предусматривается реконструкция ОПУ – релейной, с частичным демонтажем релейных шкафов, шкафов связи.

Проектом предусматривается демонтаж 2-х шкафов телемеханики и одного шкафа с мультиплексером-MUX.

Для питания нагрузок собственных нужд подстанции напряжением ~ 380/220 В предусматривается использование существующего щита собственных нужд, состоящего из двух секций, работающих отдельно, с секционным автоматом, оборудованным устройством АВР.

9.5 ВОЛС на ВЛ-35 кВ

Организация волоконно-оптической линии связи ВОЛС на ВЛ осуществляется от подстанции 35 кВ "ТЭЦ-1" и разработана с использованием ОКГТ кабеля марки ОКГТ-ц-1-16(G.652)-12/53, производства фирмы ООО "Саранскабель-Оптика".

Трасса ВЛ проходит в черте города Алматы.

Общая протяженность двухцепной ВЛ ПС 35/6 "Ипподром" - ПС 35 кВ "Алматинская ТЭЦ-1" 2,2 км.

Подстанция 35/6 кВ "Ипподром" является тупиковой подстанцией. Питание подстанции осуществляется отпайкой от двухцепной линии ВЛ-35 кВ N45А, N47А ПС «Алматинская ТЭЦ-1- ПС «Шоссейная».

Общая протяженность отпайки на ПС «Ипподром» от магистральной линии 0,05 км;

Трасса ВЛ имеет ряд переходов и пересечений с инженерными сооружениями. В виду подвески грозотроса с оптиковолоконным кабелем на существующей линии ВЛ-35 кВ и отсутствию пересечений под инженерными сооружениями - разработка переходов не предусматривается.

Крепление грозотроса с оптиковолоконным кабелем (ОКГТ) предусматривается с помощью спиральной арматуры, производства АО «Оптиктелеком» (Алматы).

Грозозащитный трос подвешен на протяжении всех линий.

Согласно ПУЭ для защиты проводов и тросов от вибраций в пролетах устанавливаются виброгасители. Для снижения деформации ОКГТ, гашения вибрации до безопасного уровня и для обеспечения надежной эксплуатации ВОЛС применена защита от вибрации кабеля путем подвески многочастотных гасителей вибрации типа AMG-050920 (A- 20.001FO).

На всем участке трассы ЛЭП установлены унифицированные промежуточные и анкерно-угловые металлические опоры.

Для подвески барабанов и кабельных муфт на опорах предназначены узлы подвески типа УПШ-03-2.

На линии ВЛ-35 кВ заход оптиковолоконного кабеля на подстанции осуществляется кабелем от кабельной муфты, установленной на опоре N1 (У35-2т) и N18 (УС110-8) с помощью кронштейна для крепления муфты к опорам ВЛ, спускается по стойке опоры в трубу, установленную на высоте 2 м, от поверхности земли. По территории ПС кабель

прокладывается в траншее, протяженностью 25 метров (для ПС 35/6 кВ "Ипподром") и 50 метров (для ПС "Алматинская ТЭЦ-1"). В траншее кабель прокладывается в полиэтиленовой трубе Ø32 мм.

Монтаж провода и ОКГТ выполнить в соответствии с ПУЭ и СНиП РК.

9.6 Решения по компенсации емкостных токов

Компенсация емкостного тока замыкания на землю в сетях 6-35 кВ применяется для уменьшения тока замыкания на землю, снижения скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения заземляющей дуги, уменьшения перенапряжений при повторных зажиганиях дуги и создания условий для ее самопогашения.

В соответствии с ПУЭ компенсация емкостного тока замыкания на землю в сети 10 кВ должна применяться при значениях этого тока более 20А. Суммарная мощность заземляющих реакторов выбирается по значению полного емкостного тока замыкания на землю всей сети с учетом ее развития в ближайшие 10 лет. При отсутствии данных на такую перспективу мощность реакторов выбирается по емкостному току проектного уровня развития, увеличенного на 25%.

В проекте применяются дугогасящие реакторы со ступенчатым автоматическим регулированием.

9.6.1. Расчет емкостных токов замыкания на землю сети 35 кВ

Исходные данные:

I секция шин 35 кВ:

Фидер	Длина кабельной линии $L_{\text{каб.}}$, км	Длина воздушной линии $L_{\text{каб.}}$, км
ВЛ-35 кВ-№45	-	2,2
Суммарная длина линий	-	2,2

II секция шин 35 кВ:

Фидер	Длина кабельной линии $L_{\text{каб.}}$, км	Длина воздушной линии $L_{\text{каб.}}$, км
ВЛ-35 кВ-№47	-	2,2
Суммарная длина линий	-	2,2

Емкостной ток замыкания на землю определяется по формуле:

$$I_{\text{сз}} = 3 \cdot U_{\text{ф}} \cdot \omega \cdot C_{\text{уд}} \cdot \sqrt{3},$$

Где $C_{\text{уд.}}$ - удельная емкость одной фазы сети относительно земли, Ф/км

Для кабельной линии $C_{уд.} = 0,25 \cdot 10^{-6}$, Ф/км

Для воздушной линии $C_{уд.} = 0,004 \cdot 10^{-6}$, Ф/км

U_{ϕ} - фазное напряжение сети, кВ;

L - длина линии, км;

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314, \text{ рад/с}$$

Емкостный ток с учетом коэффициента развития и коэффициента запаса

$$I_{c\phi} = I_{c\phi \Sigma} \cdot K_p,$$

Где $K_p = 1,25$ – коэффициент развития в ближайшие 10 лет.

Емкостный ток воздушных линий первой секции шин 35 кВ:

$$I_{c\Sigma ВЛ} = 3 \cdot \frac{314 \cdot 0,004 \cdot 10^{-6} \cdot 2,2}{\sqrt{3}} = 0,17 \text{ А}$$

Емкостный ток первой секции шин 35 кВ:

$$I_{c\Sigma I \phi \text{ сш}} = I_{c\Sigma ВЛ} + I_{c\Sigma КЛ} = 0 + 0,17 = 0,17 \text{ А}$$

Емкостный ток первой секции шин 35 кВ с учетом развития сети:

$$I_{cI \phi \text{ сш}} = I_{c\Sigma I \phi \text{ сш}} \cdot 1,25 = 0,17 \cdot 1,25 = 0,2125 \text{ А}$$

Емкостный ток воздушных линий второй секции шин 35 кВ

$$I_{c\Sigma ВЛ} = 3 \cdot \frac{314 \cdot 0,004 \cdot 10^{-6} \cdot 2,2}{\sqrt{3}} = 0,17 \text{ А}$$

Емкостный ток второй секции шин 35 кВ:

$$I_{c\Sigma III \phi \text{ сш}} = I_{c\Sigma ВЛ} + I_{c\Sigma КЛ} = 0 + 0,17 = 0,17 \text{ А}$$

Емкостный ток второй секции шин 35 кВ с учетом развития сети:

$$I_{cIII \phi \text{ сш}} = I_{c\Sigma III \phi \text{ сш}} \cdot 1,25 = 0,17 \cdot 1,25 = 0,2125 \text{ А}$$

Суммарный емкостный ток линий 35 кВ с учетом развития сети:

$$I_{c\Sigma} = I_{cI \phi \text{ сш}} + I_{cIII \phi \text{ сш}} = 0,2125 + 0,2125 = 0,425 \text{ А}$$

Таким образом, согласно пункту 21 ПУЭ РК, компенсация емкостных токов не обязательна

9.6.2. Расчет емкостных токов замыкания на землю сети 10 кВ

Длины, марки и сечения кабелей 10 кВ приняты по однолинейным схемам сетей 10 кВ, предоставленных АО «АЖК» (письмо ОА «АЖК» – см. Приложение 4).

Удельные емкостные токи для кабелей 10 кВ приняты по таблице 9 типовой инструкции по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ (ТИ 34-70-070-87).

Расчет емкостного тока замыкания на землю кабелей 10 кВ сведен в таблицу 8.6.1.

Объект 07/351386/2019/1.2-ПЗ "Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63МВА с КРУН-10 кВ"

Стадия РП

Инв. № _____

Пояснительная записка

Таблица 8.6.1. Расчет емкостного тока замыкания на землю кабелей 10 кВ

№ фидера	Наименование фидера, направление кабеля	Длина кабеля $l_{\text{каб}}$, км	Марка кабеля	Удельный емкостной ток кабеля, $I_{\text{уд.каб}}$, А/км	Емкость кабельной линии, $I_{\text{сi}} = N \cdot I_{\text{уд.каб}} \cdot l_{\text{каб}}$, А, где N – кол-во кабелей в данной
Отходящие кабельные линии от 1 секции РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная"					
Ф1	РП-34(1)	1,0	2хАСБ-240	1,6	$2 \cdot 1,6 \cdot 1 = 3,2$
Ф3	РП-100(1)	1,25	АСБ-240	1,6	$1,6 \cdot 1,25 = 2$
Ф5	РП-134(2)	1,75	АСБ-185	1,4	2,45
Ф7	ТП-309(1)	0,56	ААБ-240	1,6	0,896
Ф9	ТП-332(1),	1,761	АСБ-240	1,6	2,8176
	8116, 432,	1,4	АСБ-120	1,1	1,54
	9109, 8174,	1,57	АСБ-240	1,6	2,512
	8181, 102	0,14	АСБ-185	1,4	0,196
		0,37	АСБ-120	1,1	0,407
		0,21	АСБ-120	1,1	0,231
		0,21	АСБ-120	1,1	0,231
Ф11	ТП-143(1)	1,3	АСБ-240	1,6	2,08
Ф13	РП-131(1)	1,47	АСБ-240	1,6	2,352
Ф15	РП-138(2)	2,3	ААБ-150	1,3	2,99
Ф17	РП-129(1)	1,0	АСБ-240	1,6	1,6
Ф21	РП-170(1)	1,3	АСБ-240	1,6	2,08
Ф23	РП-198(1)	1,42	АСБ-240	1,6	2,272
Ф25	РП-194(1)	1,73	АСБ-240	1,6	2,768
Ф27	РП-188(1)	1,5	2хАСБ-240	1,6	4,8
Ф29	Резерв				
Ф31	Резерв				
Ф33	Резерв				
Ф35	Резерв				
Ф37	Резерв				
Емкостной ток от 1 секции РУ-10 кВ ПС №46А				$I_{\text{с}} = \sum_{i=1}^K I_{\text{сi}}, \text{А}$	37,4226

Продолжение таблицы 8.6.1

№ фидера	Наименование фидера, направление кабеля	Длина кабеля $l_{\text{каб}}$, км	Марка кабеля	Удельный емкостной ток кабеля, $I_{\text{уд.каб}}$	Емкость кабельной линии, $I_{\text{сг}} = N \cdot I_{\text{уд.каб}} \cdot l_{\text{каб}}$, А, где N – кол-во кабелей в данной отходящей линии
Отходящие кабельные линии от 2 секции РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная"					
Ф2	РП-34(2)	1,0	2хАСБ-240	1,6	3,2
Ф4	РП-100(2)	1,25	АСБ-240	1,6	2
Ф6	РП-134(1)	1,75	АСБ-185	1,4	2,45
Ф8	РП-131(2)	1,42	АСБ-240	1,6	2,272
Ф10	ТП-309(2)	0,56	АСБ-240	1,6	0,896
Ф12	РП-118(1)	2,1	2хАСБ-240	1,6	6,72
Ф14	РП-127(2)	4,0	2хААШВ-240	1,6	12,8
Ф16	РП-138(1)	2,3	АСБ-150	1,3	2,99
Ф18	РП-129(2)	1,0	АСБ-240	1,6	1,6
Ф22	РП-170(2)	1,32	АСБ-240	1,6	2,112
Ф24	ТП-143(2)	1,3	АСБ-240	1,6	2,08
Ф26	ТП-332(2)	1,761	АСБ-240	1,6	2,8176
	8106, 102,	0,328	АСБ-120	1,1	0,3608
	432, 1987,	0,248	АСБ-120	1,1	0,2728
	8133, 347,	1,57	АСБ-240	1,6	2,512
	8137, 106,	0,34	АСБ-150	1,3	0,442
	1665, 8385	0,36	АСБ-70	0,9	0,324
		1,65	АСБ-120	1,1	1,815
		0,85	АСБ-120	1,1	0,935
		0,27	АСБ-120	1,1	0,297
		0,22	АСБ-120	1,1	0,242
		0,07	АСБ-240	1,6	0,112
		0,27	АСБ-120	1,1	0,297
		1,117	АСБ-120	1,1	1,2287
		0,4	АСБ-120	1,1	0,44
Ф28	РП-188(2)	1,5	2х АСБ-240	1,6	4,8
Ф30	РП-194(2)	1,73	АСБ-240	1,6	2,768
Ф32	РП-198(2)	1,42	АСБ-240	1,6	2,272

Объект 07/351386/2019/1.2-ПЗ "Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63МВА с КРУН-10 кВ"

Стадия РП

Инв. № _____

Пояснительная записка

Продолжение таблицы 8.6.1

№ фидера	Наименование фидера, направление кабеля	Длина кабеля $l_{\text{каб}}$, км	Марка кабеля	Удельный емкостной ток кабеля, $I_{\text{уд.каб}}$	Емкость кабельной линии, $I_{\text{с}} = N \cdot I_{\text{уд.каб}} \cdot l_{\text{каб}}$, А, где N – кол-во кабелей в данной отходящей линии
Ф34	ТП-9110	0,88	АСБ-150	1,3	1,144
Ф36					
Ф38					
Ф40					
Ф42					
Емкостной ток от 2 секции РУ-10 кВ ПС №46А $I_{\text{с}} = \sum_{i=1}^K I_{\text{с}i}$, А					62,1999
Отходящие кабельные линии от 1 секции РУ-10 кВ РП-34 (номера фидеров даны условно)					
Ф1	1223, 1931,	0,8	АСБ-240	1,6	1,28
	1615, 8323,	0,65	АСБ-95	1,0	0,65
	1934, 1933,	0,55	АСБ-120	1,1	0,605
	114, 359,	0,55	АСБ-120	1,1	0,605
	1932, 1226,	0,2	АСБ-95	1,0	0,2
	1670, 407,	0,53	АСБ-120	1,1	0,583
	307	0,15	ААБ-120	1,1	0,165
		0,17	АСБ-120	1,1	0,187
		0,305	АСБ-120	1,1	0,3355
		0,12	ААБлу-120	1,1	0,132
		0,02	ААБ-95	1,0	0,02
		0,304	АСБу-185	1,4	0,4256
		0,304	АСБу-185	1,4	0,4256
		0,11	ААШВ-120	1,1	0,121
Ф3	РП-120(1)	1	2хААБ-185	1,4	2,8
		1,9	АСБ-240	1,6	3,04
Ф5	1656	0,25	АСБ-95	1,0	0,25
Ф7	1222, 1218	0,35	ААБ-150	1,3	0,455
	1658, 1837	0,23	ААЛБ-185	1,4	0,322

Продолжение таблицы 8.6.1

№ фидера	Наименование фидера, направление кабеля	Длина кабеля $l_{\text{каб}}$, км	Марка кабеля	Удельный емкостной ток кабеля, $I_{\text{уд.каб}}$	Емкость кабельной линии, $I_{\text{сг}} = N \cdot I_{\text{уд.каб}} \cdot l_{\text{каб}}$, А, где N – кол-во кабелей в данной отходящей линии
		1,030	АСБ-185	1,4	1,442
		0,32	АСБ-185	1,4	0,448
Ф9	1221	0,18	ААШВ-120	1,1	0,198
Емкостной ток от 1 секции РУ-10 кВ РП-34 $I_{\text{сг}} = \sum_{i=1}^K I_{\text{сг}i}, \text{А}$					14,6897
Отходящие кабельные линии от 2 секции РУ-10 кВ РП-34 (номера фидеров даны условно)					
Ф2	1220, 307,	0,786	ААШВ-120	1,1	0,8646
	407, 8385,	1,0	АСБ-185	1,4	1,4
	ТП-313	0,11	ААШВ-120	1,1	0,121
		0,4	АСБ-120	1,1	0,44
		1,117	ААБЛш-120	1,1	1,2287
Ф4	348, 111,	0,96	АСБ-240	1,6	1,536
	1268, 1880,	0,645	АСБ-240	1,6	1,032
	РП-120(2)	0,712	АСБ-240	1,6	1,1392
		0,01	АСБ-240	1,6	0,016
		1,37	АСБ-240	1,6	2,192
Ф6	1219, 1837,	0,33	АСБ-185	1,4	0,462
	1218, 311,	0,424	АСБ-185	1,4	0,5936
	1658	0,23	ААЛБ-185	1,4	0,322
		0,6	ААБ-120	1,1	0,66
		1,030	АСБ-185	1,4	1,442
Ф8	1221	0,18	ААШВ-120	1,1	0,198
Емкостной ток от 2 секции РУ-10 кВ РП-34 $I_{\text{сг}} = \sum_{i=1}^K I_{\text{сг}i}, \text{А}$					13,6471
Отходящие кабельные линии от 1 секции РУ-10 кВ РП-100 (номера фидеров даны условно)					
Ф1	4946	0,158	АСБ-95	1,0	0,158

Продолжение таблицы 8.6.1

№ фидера	Наименование фидера, направление кабеля	Длина кабеля $l_{\text{каб}}$, км	Марка кабеля	Удельный емкостной ток кабеля, $I_{\text{уд.каб}}$	Емкость кабельной линии, $I_{\text{сг}} = N \cdot I_{\text{уд.каб}} \cdot l_{\text{каб}}$, А, где N – кол-во кабелей в данной отходящей линии
Ф3	8474	1,2	АСБ-95	1,0	1,2
Ф5	9467	0,95	АСБ-120	1,1	1,045
Ф7	310	1,0	ААШВ-50	0,77	0,77
Ф9	4308	0,15	ААБ-70	0,9	0,135
Емкостной ток от 1 секции РУ-10 кВ РП-100 $I_{\text{сг}} = \sum_{i=1}^k I_{\text{сг}i}$, А					3,308
Отходящие кабельные линии от 2 секции РУ-10 кВ РП-100 (номера фидеров даны условно)					
Ф2	9430	0,67	АСБ-120	1,1	0,737
Ф4	310	1,0	ААШВ-50	0,77	0,77
Ф6	4308	0,15	ААБ-70	0,9	0,135
Емкостной ток от 2 секции РУ-10 кВ РП-100 $I_{\text{сг}} = \sum_{i=1}^k I_{\text{сг}i}$, А					1,642
Отходящие кабельные линии от 1 секции РУ-10 кВ РП-131 (номера фидеров даны условно)					
Ф1	8153	0,14	АСБ-95	1,0	0,14
Ф3	330	0,310	АСБ-95	1,0	0,31
Ф5	149	0,508	АСБ-185	1,4	0,7112
Ф7	190	0,175	АСБ-120	1,1	0,1925
Емкостной ток от 1 секции РУ-10 кВ РП-131 $I_{\text{сг}} = \sum_{i=1}^k I_{\text{сг}i}$, А					1,3537
Отходящие кабельные линии от 2 секции РУ-10 кВ РП-131 (номера фидеров даны условно)					
Ф2	8156	0,175	АСБ-120	1,1	0,1925
Ф4	351	0,495	ААБ-70	0,9	0,4455
Ф6	149	0,508	АСБ-185	1,4	0,7112
Ф8	190	0,175	АСБ-120	1,1	0,1925
Емкостной ток от 2 секции РУ-10 кВ РП-131 $I_{\text{сг}} = \sum_{i=1}^k I_{\text{сг}i}$, А					1,5417

Продолжение таблицы 8.6.1

№ фидера	Наименование фидера, направление кабеля	Длина кабеля $l_{\text{каб}}$, км	Марка кабеля	Удельный емкостной ток кабеля, $I_{\text{уд.каб}}$	Емкость кабельной линии, $I_{\text{сг}} = N \cdot I_{\text{уд.каб}} \cdot l_{\text{каб}}$, А, где N – кол-во кабелей в данной отходящей линии
Отходящие кабельные линии от 1 секции РУ-10 кВ РП-138 (номера фидеров даны условно)					
Ф1	1611	0,47	АСБ-120	1,1	0,517
Ф3	321	0,08	АСБ-185	1,4	0,112
Ф5	1941,	0,057	АСБ-120	1,1	0,0627
	1613,	0,09	АСБ-120	1,1	0,099
	1224,	0,09	АСБ-120	1,1	0,099
	1225	0,14	АСБ-120	1,1	0,154
Ф7	1682,	0,747	АСБ-120	1,1	0,8217
	8377	0,747	АСБ-120	1,1	0,8217
Ф9	474	0,055	ААШВ-95	1,0	0,055
Ф11	РП-128	1,3	ААБ-150	1,3	1,69
Емкостной ток от 1 секции РУ-10 кВ РП-138 $I_{\text{сг}} = \sum_{i=1}^n I_{\text{сг}i}$, А					4,4321
Отходящие кабельные линии от 2 секции РУ-10 кВ РП-138 (номера фидеров даны условно)					
Ф2	1611	0,47	АСБ-120	1,1	0,517
Ф4	321	0,08	АСБ-185	1,4	0,112
Ф6	1225	0,34	АСБ-120	1,1	0,374
Ф8	РП-128	1,3	ААБ-150	1,3	1,69
Емкостной ток от 2 секции РУ-10 кВ РП-138 $I_{\text{сг}} = \sum_{i=1}^n I_{\text{сг}i}$, А					2,693
Отходящие кабельные линии от 1 секции РУ-10 кВ РП-128 (номера фидеров даны условно)					
Ф1	994	0,12	ААБ-70	0,9	0,108
Ф3	991	0,19	ААБ-70	0,9	0,171
Ф5	б/н	0,65	АСБ-120	1,1	0,715
Емкостной ток от 1 секции РУ-10 кВ РП-128 $I_{\text{сг}} = \sum_{i=1}^n I_{\text{сг}i}$, А					2,9

Продолжение таблицы 8.6.1

№ фидера	Наименование фидера, направление кабеля	Длина кабеля $l_{\text{каб}}$, км	Марка кабеля	Удельный емкостной ток кабеля, $I_{\text{уд.каб}}$	Емкость кабельной линии, $I_{\text{с}} = N \cdot I_{\text{уд.каб}} \cdot l_{\text{каб}}$, А, где N – кол-во кабелей в данной отходящей линии
Отходящие кабельные линии от 2 секции РУ-10 кВ РП-128 (номера фидеров даны условно)					
Ф2	1652	0,075	АСБ-70	0,9	0,0675
Ф4	б/н,	0,65	АСБ-120	1,1	0,715
	112	0,03	ААШВ-70	0,9	0,027
Емкостной ток от 2 секции РУ-10 кВ РП-128 $I_{\text{с}} = \sum_{i=1}^k I_{\text{с}i}$, А					2,9
Отходящие кабельные линии от 2 секции РУ-10 кВ РП-129					
Ф1	8122	0,22	АСБ-185	1,4	1,62
Отходящие кабельные линии от 1 секции РУ-10 кВ РП-198 (номера фидеров даны условно)					
Ф1	8157	0,52	АСБ-120	1,1	0,572
Ф3	8138	0,17	АСБ-120	1,1	0,187
Емкостной ток от 1 секции РУ-10 кВ РП-198 $I_{\text{с}} = \sum_{i=1}^k I_{\text{с}i}$, А					0,759
Отходящие кабельные линии от 2 секции РУ-10 кВ РП-198 (номера фидеров даны условно)					
Ф2	8157	0,52	АСБ-120	1,1	0,572
Ф4	8138	0,16	АСБ-120	1,1	0,176
Емкостной ток от 2 секции РУ-10 кВ РП-198 $I_{\text{с}} = \sum_{i=1}^k I_{\text{с}i}$, А					0,748
Отходящие кабельные линии от 2 секции РУ-10 кВ РП-127 (номера фидеров даны условно)					
Ф2	ТП-5	0,01	ААШВ-70	0,9	0,009
Ф4	ТП-6	0,45	ААШВ-70	0,9	0,405
Ф6	ТП-7	0,15	ААШВ-95	1,0	0,15
Ф8	ТП-8	0,15	ААШВ-95	1,0	0,15
Ф10	ТП-9	0,25	ААШВ-50	0,77	0,1925
Емкостной ток от 2 секции РУ-10 кВ РП-127 $I_{\text{с}} = \sum_{i=1}^k I_{\text{с}i}$, А					0,9065

Продолжение таблицы 8.6.1

№ фидера	Наименование фидера, направление кабеля	Длина кабеля $l_{\text{каб}}$, км	Марка кабеля	Удельный емкостной ток кабеля, $I_{\text{уд.каб}}$	Емкость кабельной линии, $I_{\text{сi}} = N \cdot I_{\text{уд.каб}} \cdot l_{\text{каб}}$, А, где N – кол-во кабелей в данной
Отходящие кабельные линии от 1 секции РУ-10 кВ РП-118 (номера фидеров даны условно)					
Ф1	4633, 4632,	0,43	ААШВ-120	1,1	0,473
	4630, 4631,	0,4	ААШВ-120	1,1	0,44
	4634, 4635,	0,35	ААШВ-120	1,1	0,385
	4636, 8444,	0,24	ААШВ-120	1,1	0,264
	4637, 4638	0,8	ААШВ-120	1,1	0,88
		0,4	ААШВ-120	1,1	0,44
		0,4	ААШВ-120	1,1	0,44
		0,7	ААШВ-120	1,1	0,77
		0,17	АСБ-95	1,0	0,17
		0,24	ААШВ-120	1,1	0,264
Ф3	4638	0,48	ААШВ-120	1,1	0,528
Ф5	4647, 9479	0,593	ААБ-120	1,1	0,6523
	333, 4639,	0,21	АСБ-120	1,1	0,231
	РП-119	0,34	ААШВ-120	1,1	0,374
		0,505	ААШВ-120	1,1	0,5555
		0,38	ААШВ-120	1,1	0,418
Ф7	4640, 4648,	0,6	ААШВ-120	1,1	0,66
	9475, 4649,	0,47	ААШВ-120	1,1	0,517
	4643	0,47	АСБ-120	1,1	0,517
		0,3	ААШВ-120	1,1	0,33
		0,48	ААШВ-120	1,1	0,528
Ф9	8473	0,25	АСБ-120	1,1	0,275
Емкостной ток от 1 секции РУ-10 кВ РП-118 $I_{\text{с}} = \sum_{i=1}^n I_{\text{сi}}$, А					10,1118

Продолжение таблицы 8.6.1

№ фидера	Наименование фидера, направление кабеля	Длина кабеля $l_{\text{каб}}$, км	Марка кабеля	Удельный емкостной ток кабеля, $I_{\text{уд.каб}}$	Емкость кабельной линии, $I_{\text{си}} = N \cdot I_{\text{уд.каб}} \cdot l_{\text{каб}}$, А, где N – кол-во кабелей в данной
Отходящие кабельные линии от 1 секции РУ-10 кВ РП-134					
	РП-134-ТП-8405с.1с.2	1,750	АСБ 3х185	1,4	2,45
	ТП-8405с.1-ТП-4719	1,550	АСБ 3х120	1,1	1,705
	ТП-4719- ТП-4718	0,030	АСБ 3х120	1,1	0,033
	ТП-4718- ТП-4716	1,050	АСБ 3х120	1,1	1,155
	ТП-4716- ТП-4723	0,030	А-70	0,05	0,0015
	ТП-4723- ТП-4717	1,400	АС-50	0,05	0,07
	РП-134- ТП-8471	3,360	А-50	0,05	0,168
	ТП-8471-ТП-9453	0,026	АС-50	0,05	0,0013
	ТП-9453- ТП-4725	0,540	А-50	0,05	0,027
	ТП-4725- ТП-4724	0,040	АС-35	0,05	0,002
	ТП-4724-ТП-4722	0,340	АС-35 АСБ-3х50	0,77	0,2618
	ТП-4722- ТП-4726	5,740+ 1,200	А-50	0,05	0,347
	ТП-4726-ТП-4720	1.200	А-50	0,05	0,06
	ТП-4720- ТП-4728	0,008	АС-50	0,05	0,0004
	ТП-4728-ТП-4721	0,080	АСБ- 120	1,1	0,088
	ТП-4721-ТП-ТП-4727	3,360	А-50	0,05	0,168
	ТП-4720-ТП-394	1,740	АС-50	0,05	0,087
	ТП-4720- ТП-8470	0,400	АС-50	0,05	0,02
	ТП-4720- ТП-9494	1,280	АС-50	0,05	0,064

Продолжение таблицы 8.6.1

№ фидера	Наименование фидера, направление кабеля	Длина кабеля $l_{\text{каб}}$, км	Марка кабеля	Удельный емкостной ток кабеля, $I_{\text{уд.каб}}$, А	Емкость кабельной линии, $I_{\text{сi}} = N \cdot I_{\text{уд.каб}} \cdot l_{\text{каб}}$, А, где N – кол-во кабелей в данной
	ТП-4720-ТП-395	0,800	АС-70	0,05	0,04
	РП-134-ТП-8405с.1с.2	0,053	АС-35	0,05	0,00265
	ТП-4719- ТП-4718	0,005	АС-70	0,05	0,00025
	ТП-4718- ТП-4716	1,750	АСБ 3х185	1,4	2,45
Емкостной ток от 1 секции РУ-10 кВ РП-134 $I_{\text{с}} = \sum_{i=1}^k I_{\text{сi}}$, А					9,2459

Суммарные емкостные токи, рассчитанные в таблице 8.6.1 от разных РП, ТП 10 кВ сведем в таблицу 8.6.2.

Таблица 8.6.2. Суммарные емкостные токи от разных РП, ТП 10 кВ

№ п/п	Наименование ТП, РП 10 кВ от которых рассчитан емкостной ток отходящих кабелей 10 кВ (1 секция)	Емкостной ток $I_{\text{с1i}}$, А, 1-секции ПС-46А,	Наименование ТП, РП 10 кВ от которых рассчитан емкостной ток отходящих кабелей 10 кВ (2 секция)	Емкостной ток, $I_{\text{с2i}}$, А, 2-секции ПС-46А
1	ПС46(1)	37,4226	ПС46(2)	62,1999
2	РП34(1)	14,6897	РП34(2)	13,6471
3	РП100(1)	3,308	РП100(2)	1,642
4	РП131(1)	1,3537	РП131(2)	1,5417
5	РП138(2)	2,693	РП138(1)	4,4321
6	РП128(2)	2,9	РП128(1)	2,9
7	РП198(1)	6,759	РП129(2)	1,62
8	РП134(1)	9,2459	РП198(2)	0,748
9	Итого,	$I_{\text{с}\Sigma 1} = \sum_{i=1}^k I_{\text{с1i}} =$ =78,3719	РП127(2)	0,9065
10			РП118(1)	10,1118
11			Итого,	$I_{\text{с}\Sigma 2} = \sum_{i=1}^k I_{\text{с2i}} =$ =99,7491

Суммарный емкостной ток от двух секций равен

$$I_{\text{с}\Sigma} = I_{\text{с}\Sigma 1} + I_{\text{с}\Sigma 2} = 78,3718 + 99,7491 = 178,121 \text{ А}$$

Также согласно предоставленного письма АО «АЖК» №26-6739 (см. Приложение 3) о емкостных токах замыкания на землю от 04.12.2020 г. - значение емкостного тока замыкания на землю РУ-10 кВ ПС «46А» «Шоссейная» составляет:

- РУ-10 кВ I секции $I_{\text{с}} = 68,3 \text{ А}$;
- РУ-10 кВ II секции $I_{\text{с}} = 108,4 \text{ А}$.

Таким образом, согласно пункту 21 ПУЭ РК, необходима компенсация емкостных токов.

9.6.3. Выбор дугогасящего реактора 10 кВ

Мощность реакторов должна выбираться по значению емкостного тока сети с учетом ее развития в ближайшие 10 лет.

При отсутствии данных о развитии сети мощность реакторов следует определять по значению емкостного тока сети, увеличенному на 25 %.

Для дальнейшего расчета используем суммарный емкостной ток от двух секций (таблица 8.6.2).

Рассчитанный суммарный емкостной ток увеличиваем на 25%

$$I_{\text{с}} = I_{\text{с}\Sigma} + 0,25 \cdot I_{\text{с}\Sigma} = 178,121 + 0,25 \cdot 178,121 = 222,65 \text{ А}$$

Расчетная мощность реакторов

$$Q_k = I_{\text{с}} \cdot \frac{U_{\text{НО}}}{\sqrt{3}} = 222,65 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 1285,47 \text{ кВА}$$

Выбираем реактор управляемый дугогасящий **XHDZ1-1200/10**

9.7 Собственные нужды ПС и СОПТ

9.7.1 Назначение и цели создания систем СН и СОПТ

Ненадежная работа системы СН, повреждения ее элементов подчас приводит к нарушению функционирования не только подстанции, но и энергосистемы. Поэтому обеспечение необходимой степени надежности и квалифицированная эксплуатация являются весьма актуальными вопросами.

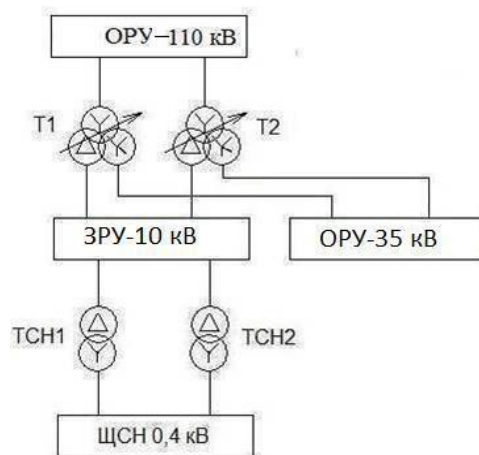
Схема собственных нужд подстанции «Шоссейная» - существующая.

9.7.2 Краткое описание системы СН и СОПТ ПС

Для питания потребителей СН и СОПТ на подстанции установлено следующее оборудование:

- два трансформатора собственных нужд наружной установки мощностью 160 кВА;
- один щит СН (существующий), состоящий из двух панелей;
- один щит постоянного тока (два аппарата управления оперативным током, две секции распределения =220 В с ручными разъединителями на вводе и неавтоматическим секционированием, два шкафа с аккумуляторными батареями 120А*ч).

Трансформаторы СН подключаются к разным секциям ЗРУ-10 кВ (1 и 2 системы шин) через ячейки выключателей.



9.7.3 Схема сети собственных нужд

Питание электроприемников выполняется по смешанной (магистрально-радиальной) схеме распределения электроэнергии от ТСН.

Основным распределительным устройством сети СН подстанции, является щит СН 0,4 кВ (ЩСН). Трансформаторы и потребители СН подключаются к нему через автоматические

выключатели.

На территории открытых распределительных устройств, в непосредственной близости от основного коммутационного оборудования, устанавливаются промежуточные распределительные шкафы, от которых запитываются силовые цепи приводов выключателей и разъединителей, а также обогрев ящиков зажимов.

Питающие кабели 0,66 кВ от ТСН до ЩСН подключаются через вводные управляемые АВ.

9.7.4 Характеристика потребителей системы оперативного постоянного тока

Наиболее ответственными потребителями оперативного тока на подстанции являются цепи защиты, автоматики и электромагнитов силовых выключателей в распределительных устройствах.

Нагрузка системы постоянного оперативного тока может быть разделена на следующие категории:

1. Постоянно включённая нагрузка. Сюда относятся аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты;
2. Временная нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима. Это токи нагрузки аварийного освещения. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии;
3. Кратковременная (толчковая) нагрузка – длительностью не более 0,5 с. Такая нагрузка создаётся токами включения и отключения приводов выключателей.

При исчезновении переменного тока, т.е. в установившемся аварийном режиме - нагрузка равна сумме постоянной и временной нагрузок.

Аккумуляторная батарея стационарная свинцово-кислотная малообслуживаемого типа обеспечивает при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) максимальные расчетные толчковые токи после двухчасового разряда током нагрузки. АВ располагается в шкафу аккумуляторной батареи типа ШАБ-З.

Постоянный подзаряд применяют в качестве основного режима эксплуатации. Напряжение постоянного подзаряда составляет 2,23 В/элемент при температуре +20°C.

Зарядно-подзарядные (выпрямительные) устройства (ЗПУ) выбираются совместно с АВ, для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АВ к ЗПУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АВ и надежной её работы. При этом ЗПУ должны обеспечивать:

- уравнильный заряд АВ в автоматическом режиме без превышения напряжения выше допустимого для всех потребителей постоянного тока (ППТ);
- уровень пульсаций не более значений, допустимых по условиям работы ППТ;

- параллельную работу нескольких ЗПУ на общую нагрузку или работу одного из ЗПУ в режиме «горячего» резерва (отключение по любой причине одного из ЗПУ не должно приводить к потере подзаряда АБ).

На подстанции выполняется централизованная система оперативного постоянного тока. Номинальное напряжение СОПТ = 220 В. Устройством, осуществляющим распределение постоянного оперативного тока от аккумуляторной батареи к потребителям, является щит постоянного тока.

От щита постоянного тока питаются следующие потребители:

- Электромагниты включения и отключения выключателей;
- Устройства релейной защиты и автоматики подстанции;
- Аппаратура АСУТП и связи.

Конструктивно панели ЩПТ состоят из сборных металлоконструкций (шкафов).

Шкафы ЩПТ напольного исполнения, обеспечивают свободный доступ к элементам управления, а также удобство при монтаже и демонтаже. На лицевой стороне двери ЩПТ располагается информационно-измерительная панель, которая включает в себя функции контроля, измерения и светосигнализации. Двери запираются замками.

Электрическая схема ЩПТ состоит из главной (силовой) цепи и цепей управления.

В главную силовую цепь входят элементы, предназначенные для передачи электрической энергии потребителям от сети или от аккумуляторной батареи. В ее состав входят:

- зарядные устройства;
- защитные и распределительные предохранители и автоматические выключатели;
- клеммные колодки.

К цепям управления относятся элементы схемы, осуществляющие управление работой ЩПТ, измерение основных параметров и сигнализация. В их состав входят:

- автоматические выключатели защиты цепей управления;
- промежуточные реле, контроллер, реле контроля изоляции;
- светосигнальная арматура;
- клеммные колодки;
- контрольно-измерительные приборы: амперметр, вольтметр.

При возникновении неисправности в шкафу оперативного тока либо на отходящих шинках управления и сигнализации действует указательное реле неисправности, а также выдается сигнал о неисправности в систему передачи информации.

Контроль величины напряжения на шинах = 220 В на месте осуществляется по вольтметру.

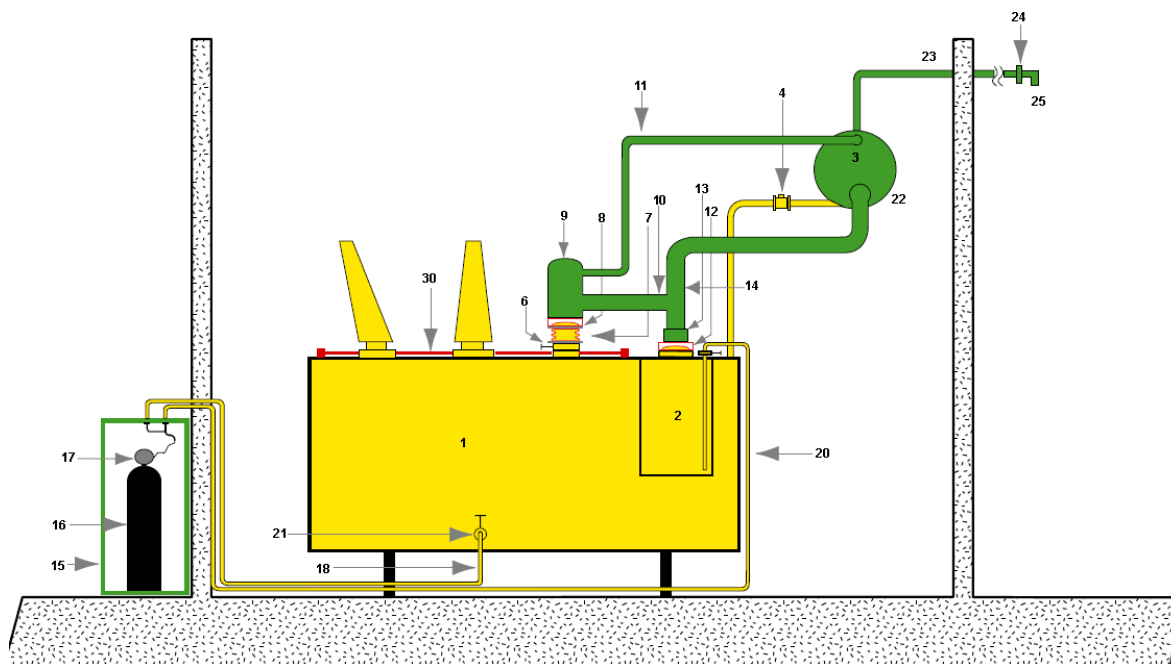
Ввод и вывод питающих и отходящих линий ЩПТ производится через сальники, расположенные внизу шкафа, и проходят по кабельным каналам и лоткам вплоть до потребителя оперативного тока. В ЩПТ применяется система контроля сопротивлений изоляции в сети оперативного постоянного тока с напряжением 220 В, предназначенная для определения присоединений с поврежденной изоляцией без отключения потребителей от сети, а также для контроля сопротивлений изоляции каждого полюса относительно «земли» сети постоянного тока в целом.

9.8 Система пожаротушения SERGI

Для предотвращения взрывов и возгорания трансформаторов, установленных на подстанции «Шоссейная», проектом предусматривается установка на силовых трансформаторах, типа ТДТН-63000/115/38,5/11-У1, системы пожаротушения SERGI (Франция).

Согласно рекомендациям на проектирование подстанции открытого типа, расположенные в пределах городской черты или около зданий или домов - подлежат оснащению системой пожаротушения SERGI.

На подстанции предусматривается установка системы пожаротушения типа ТРА, предназначенная для трансформаторов от 0,1 МВА до 1000 МВА и выше, устанавливаемых внутри помещений или вне помещений. В данном типе, в случае короткого замыкания внутри трансформатора, депрессюризацию обеспечивают модули депрессюризации трансформатора и устройства РПН.



Шкаф ТР (поз. 15) располагается в непосредственной близости, в помещении ОПУ предусматривается установка пульта управления системой.

9.9 Освещение подстанции

На территории подстанции предусматривается освещение прожекторами типа ПКН- 1000 У1, смонтированными на прожекторной мачте ПМЖ-16,6. Защита электрической сети освещения выполняется автоматическим выключателем, установленным на щите собственных нужд. Управление освещением осуществляется от щита собственных нужд и с ящика ЯРП-100А 74 У1, устанавливаемого на опоре прожекторной мачты.

По степени надежности электроснабжения наружные сети электроосвещения территории относятся к III категории.

Питающий кабель прокладывается от ОПУ в железобетонном лотке, а непосредственно у прожекторной мачты на протяжении не менее 10 м прокладывается в металлической трубе в земле в соответствии с электрической схемой и планом наружного освещения.

9.10 Электрические сети

Прокладка наружных электрических сетей предусмотрена по кабельным конструкциям (каналам), лоткам и в земле.

Силовые цепи и цепи управления предусматриваются кабелями с медными и алюминиевыми жилами.

Кабели выбраны по допустимой токовой нагрузке с последующей проверкой на потерю напряжения и на отключение защитным аппаратом тока КЗ в наиболее удаленной точке сети.

9.11 Заземление, молниезащита и защита от перенапряжений

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции все нетоковедущие металлические части электрооборудования подлежат защитному заземлению или занулению. Для зануления используется нулевой провод, соединенный с глухозаземленной нейтралью трансформатора.

В электроустановках до 1 кВ выполнено зануление, а выше 1 кВ - заземление.

С целью уравнивания потенциалов в помещениях и наружных установках, в которых применяется заземление или зануление, все строительные и производственные конструкции, стационарно проложенные трубопроводы всех назначений, металлические корпуса технологического оборудования, воздухопроводы вентиляционных систем присоединены к сети

заземления и зануления.

Соппротивление заземлителя должно быть не более 0,5 Ом:

Согласно СН РК 4.04-07-2019, в помещениях ЗРУ выполнена главная система уравнивания потенциалов, соединяющая между собой следующие проводящие части:

- защитный проводник (PEN-проводник) питающей линии;
- заземляющий проводник, присоединенный к искусственному заземлителю;
- металлические трубы коммуникаций, входящих в здание (трубы горячего и холодного водоснабжения, канализации, отопления и т.п.);
- металлический каркас здания;
- металлические части систем вентиляции и кондиционирования;
- заземляющий проводник функционального заземления.

Соединение указанных проводящих частей между собой выполнено при помощи главной заземляющей шины с использованием сторонних проводящих частей (каркаса здания).

Изолированные проводники уравнивания потенциалов имеют изоляцию, обозначенную желто-зелеными полосами. Голые проводники системы уравнивания потенциалов в местах их присоединения к сторонним проводящим частям обозначены желто-зелеными полосами, выполненными краской или клейкой двухцветной лентой.

Молниезащита зданий, сооружений и наружных сетей выполнена в соответствии действующими нормами и стандартами РК.

Сооружения, относящиеся к II категории, защищены от прямых ударов молнии, вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов по наземным и подземным металлическим коммуникациям.

Прочие сооружения, относящиеся к III категории, защищены от прямых ударов молнии, и заноса высоких потенциалов по наземным металлическим коммуникациям.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется:

- использованием в качестве молниеприемника металлической кровли;
- присоединением металлических корпусов к заземлителю.

Для защиты от вторичных проявлений молнии:

- металлические корпуса всего оборудования и аппаратов должны быть присоединены к заземляющему устройству;
- трубопроводы и другие металлические конструкции в местах их взаимного сближения на расстоянии менее 10 см через каждые 30 м должны быть соединены перемычками;

- во фланцевых соединениях трубопроводов должна быть обеспечена нормальная затяжка не менее 4 болтов на каждый фланец.

Настоящим проектом на территории проектируемой территории предусмотрен контур заземления, выполненный в соответствии с действующими нормами и стандартами РК.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории ПС прокладываются продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединяются между собой в заземляющий контур.

Горизонтальные заземлители должны быть проложены на глубине 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов. Контур заземления выполнен из стальной горячекатаной полосы сечением 5х40 мм. Металлические части фундаментов необходимо соединить с заземляющим устройством стальной горячекатаной полосой сечением 5х40 мм.

9.12 Электромагнитная совместимость

Электромагнитная совместимость (ЭМС) технических средств — способность технических средств одновременно функционировать в реальных условиях эксплуатации с требуемым качеством при воздействии на них непреднамеренных электромагнитных помех и не создавать недопустимых электромагнитных помех другим техническим средствам.

В настоящей проекте представлены различные решения по ослаблению некоторых помех, вызванных разрядами молний, коммутации и токами коротких замыканий, а также техническим решениям по ослаблению наведенных импульсных помех.

В целях уменьшения ЭМС в проекте применены экранированные контрольные кабели с заземлением экрана с двух сторон, так же в проекте приняты следующие решения:

- молниеотводы расположены как можно дальше от ОПУ, мест установки ТТ и ТН, кабельных трасс и другого оборудования, имеющего прямую кондуктивную связь с микропроцессорным оборудованием в ОПУ;
- кабельные трассы располагаются, по возможности, избегая участков, параллельных высоковольтной ошиновке, или максимально удалены от неё.

Электромагнитная совместимость обеспечивается выбором микропроцессорных устройств, у которых степень жесткости испытаний помехе превышает уровень соответствующей электромагнитной помехе на объекте.

10 Релейная защита, автоматика, связь

10.1 Релейная защита и автоматика

В проекте выполнен расчет токов короткого замыкания в объеме, необходимом для выбора оборудования и уставок защит трансформаторов ТДТН-63000/115/38,5/11-У1.

Устройства релейной защиты, автоматики и управления силовых трансформаторов - существующие, расположены в ОПУ в шкафах защиты №1Р(2Р), реализованы на терминалах защит MICOM P633 и P143. Защиты трансформатора:

1. Дифференциальная защита трансформатора.

Продольная дифференциальная токовая защита является быстродействующей защитой абсолютной селективности, имеет две ступени. Реле имеет тормозную характеристику пропорционального типа (процентное торможение): ток срабатывания защиты увеличивается пропорционально увеличению тока короткого замыкания. Тормозным током является самый большой ток среди подводимых к реле, по каждой фазе отдельно.

Дифференциальная токовая отсечка.

Дифференциальная токовая отсечка предназначена для быстрого отключения повреждений, сопровождающихся большим дифференциальным током. Она работает без блокировок и не имеет торможения.

Выполнены технологические защиты трансформатора: газовая, блокировка РПН, тепловая защита, пуск системы охлаждения по превышению тока и температуры масла.

2. Газовая защита трансформатора и его устройства РПН.

Газовая защита трансформаторов Т-1, Т-2 выполнена на реле ВF-80/Q10 с возможностью перевода действия отключающего контакта на сигнал.

Газовая защита бака РПН выполнена на реле QJ6-25 с действием на отключение.

Для защиты бака трансформатора от разрушения, связанного с быстрым ростом в нем внутреннего давления, трансформатор оборудуется предохранительным клапаном, действующим на отключение.

3. Максимальная токовая защита стороны 110 кВ выбирается по току срабатывания с учетом отстройки от максимально возможного тока нагрузки, согласования защиты по току с защитами последующих элементов, а также обеспечения необходимой чувствительности.

Выдержка времени срабатывания защиты выбирается, исходя из условия согласования

с выдержкой времени предыдущей защиты.

4. Ближнее резервирование защиты трансформатора.

Устройство РЗТ обеспечивает максимальную токовую защиту с независимой характеристикой срабатывания и действует на отключение выключателя 110 кВ через дополнительную катушку отключения путем подачи на нее энергии предварительно заряженных конденсаторов. Питание устройства РЗТ выполняется по токовым цепям трансформаторов тока на стороне 110 кВ.

5. Защита от перегрузки.

Выполняется с выдержкой времени на сигнал. Время срабатывания защиты от перегрузки во избежание ложных сигналов должно превышать время работы МТЗ и восстановления нормального режима действием автоматики. Принимается к установке выдержка времени 9 сек.

6. Блокировка РПН.

Устройство ЕТ-SZ6 обеспечивает автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах, коррекцию уровня регулируемого напряжения, блокировку регулирования при низком напряжении, блокировку работы и сигнализацию при обнаружении неисправности электропривода РПН;

– блокировку регулирования внешними релейными сигналами.

7. Тепловая защита.

При повышении температуры масла трансформатора выше допустимых пределов защита действует на сигнал и на отключение.

В состав данного проекта включены принципиальные схемы управления, защиты и сигнализации присоединений КРУН-10 кВ, являющиеся одновременно заданием заводу на изготовление шкафов КРУ (ячейки вводов 10 кВ, трансформаторов напряжения 10 кВ, отходящих линий 10 кВ, линий 10 кВ к трансформаторам собственных нужд и к ДГР, секционного выключателя 10 кВ, секционного разъединителя 10 кВ). Схемы выполнены с использованием терминалов микропроцессорных защит серии РС-83 производства компании РЗА- Системс.

Микропроцессорные цифровые терминалы позволяют выполнять следующие функции:

- защиты;
- АУВ;

-
- мониторинга и самодиагностики;
 - регистрации событий;
 - связи.

На терминалах защиты и управления, устанавливаемых в ячейках вводов 10 кВ, предусматриваются:

- Максимальная токовая защита (МТЗ),
- ЛЗШ,
- УРОВ,
- Отключение от основной и резервных защит 110 кВ и 35 кВ трансформаторов,
- Отключение от ЗДЗ секции 10 кВ,
- Отключение от УРОВ СВ 10 кВ и отходящих линий 10 кВ.

На терминалах защиты и управления, устанавливаемых в ячейках СВ 10 кВ, предусматриваются:

- Максимальная токовая защита (МТЗ),
- ЛЗШ,
- УРОВ,
- Отключение от ЗДЗ 1 и 2 секций 10 кВ,
- Отключение от УРОВ отходящих линий 10 кВ 1 и 2 секций.

На терминалах трансформаторов напряжения 10 кВ предусмотрены

- Контроль исправности цепейнапряжения,
- Защита от замыкания на землю в сети 10 кВ,

- АЧР с контролем скорости изменения частоты и частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) на каждой секции 10 кВ с действием на отключение (включение) выключателей отходящих линий.

На терминалах защиты и управления, устанавливаемых в ячейках отходящих присоединений КРУН-10 кВ, предусматриваются:

- Максимальная токовая защита (МТЗ),
- Токовая отсечка,
- УРОВ,

- Отключение от ЗДЗ в кабельном шкафу КРУ 10 кВ,

В проекте предусмотрена групповая схема определения замыкания на землю в отходящих линиях 10 кВ, выполненная в отдельно стоящем шкафу с применением устройства ГЕУМ-К производства ООО «Микропроцессорные технологии», г. Новосибирск.

В ячейке секционного разъединителя реализована схема центральной сиг КРУН 10 кВ.

В ячейке СВ 10 кВ на отдельном терминале организована схема автоматического включения резерва (АВР) с функцией блокировки при работе МТЗ, ЗДЗ, ЛЗШ, а также схема восстановления нормального режима электроснабжения (ВНР).

Выполнена защита от дуговых замыканий на основе устройства «ОВОД-Л», выпускаемых ЗАО «ПРОЭЛ» г. Санкт-Петербург. Устройство дуговой защиты ОВОД-Л предназначено для защиты шкафов комплектных распределительных устройств КРУН-10 кВ при возникновении в них коротких замыканий, сопровождаемых открытой электрической дугой. Защита ОВОД-Л, формирует сигнал на отключение вышестоящего выключателя 10 кВ только при наличии тока в цепи этого выключателя (пуск ЗДЗ по току).

В проекте приняты к установке в КРУН-10 кВ шкафы двустороннего обслуживания КВВЭ-1М производства ТОО «Электросервис» с вакуумным выключателем ВВ-АЕ производства ТОО «Электросервис» в качестве выключателей вводов и секционного выключателя.

Управление выключателями 10 кВ предусматривается местное (с фасада шкафа КРУ 10 кВ) и дистанционное (по каналам связи). Переключатель режима управления установлен на фасаде шкафа КРУ.

В ячейках КРУН-10 кВ установлены электромагнитные блокировки.

В состав данного проекта включены принципиальные электрические схемы оперативной электромагнитной блокировки выкатных элементов и заземляющих ножей 10 кВ.

Оперативная блокировка исключает:

- подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включённых заземлителей только выключателем;

- включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

- отключение и включение разъединителем токов нагрузки;

- подачу напряжения выключателем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей при рабочем положении выкатной части;
- включение заземлителя на участке схемы при хотя бы одном рабочем положении выкатной части.

В ячейках КРУН-10 кВ установлены многофункциональные измерительные приборы АСЕ959 с модулем дискретного ввода/вывода для измерения, телеизмерения и сбора информации данного присоединения и передачи этой информации в систему СМиУ.

10.2 Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)

Проект разработан на основании договора № 351386/2019/1 от 12 декабря 2019 г.: «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ N46А «Шоссейная» с заменой трансформаторов на 2х63 МВА с КРУН-10 кВ».

Проектом предусмотрена установка автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), предназначенной для организации автоматизированного получения информации о потребляемой электроэнергии. В основу системы организации АСКУЭ закладывается использование современных программно-технических средств.

В проекте приведены электрические принципиальные схемы организации цепей коммерческого учета электроэнергии, а также передачи и хранения данных.

Приборы и средства учета электроэнергии на стороне 110 кВ и 35 кВ существующие, установлены в ОПУ шкафу N8 учета электроэнергии. В качестве первичных средств учета используются многофункциональные счетчики электрической энергии Альфа А1805, включенные по следующей схеме:

1. по цепям напряжения - с соответствующих трансформаторов напряжения 110 кВ и 35 кВ, класс точности 0,5;
2. по токовым цепям - с соответствующих трансформаторов тока, класс точности 0,5.

Учет электроэнергии на стороне низкого напряжения осуществляется счетчиками электрической энергии Альфа А1805, установленными в ячейках КРУН-10 кВ, включенными по следующей схеме:

1. по цепям напряжения - с соответствующих трансформаторов напряжения 10 кВ, класс точности 0,5;
2. по токовым цепям - с соответствующих трансформаторов тока, класс точности 0,5S.

Опрос счетчиков осуществляется устройством сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325,

по интерфейсу RS-485. Далее УСПД передает данные показаний счетчиков на сервер БД АСКУЭ.

Также к УСПД подключено устройство приема и передачи сигналов точного времени «ПАРМА РВ9.01» с GPS-антенной. Синхронизация системного времени обеспечивается с точностью не хуже 1 сек.

УСПД RTU-325 предназначено для сбора, обработки, хранения данных, собранных со счетчиков электроэнергии и передачи их на верхний уровень, для построения цифровых, пространственно распределенных, проектно-компонуемых, иерархических, многофункциональных автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АСКУЭ) с распределенной обработкой и хранением данных. Предназначено для эксплуатации в безоператорном режиме, обеспечивает автоматический сбор информации от ИИК и сохранение ее в базе данных, контроль достоверности результатов измерений, автоматический сбор и обработку информации о состоянии средств измерений. УСПД обеспечивает интерфейсы доступа к информации по учету электроэнергии ИИК и данным о состоянии средств измерений со стороны ИВК. В соответствии со структурной схемой данные со счетчиков электроэнергии собираются по цифровому интерфейсу RS-485. Счетчики электроэнергии подключаются параллельно к общей шине RS-485 с использованием разветвителей интерфейса «ПР-3». Информация со счетчиков электроэнергии по RS-485 интерфейсу передается в УСПД (уровень ИВКЭ). Подключение УСПД к каналообразующей аппаратуре выполняется по Ethernet.

Разветвитель интерфейса «ПР-3» предназначен для создания одного ответвления от магистрали интерфейса RS-485. Разветвитель интерфейса «ПР-3» изготавливается в герметичном пластиковом корпусе, обеспечивающем эффективную защиту от атмосферных воздействий. Проводники присоединяются с помощью винтовых клемм.

Внешнюю GPS антенну приема и передачи сигналов точного времени необходимо установить согласно руководству по эксплуатации РА1.009.001РЭ, так как стабильность и качество работы приемника зависит от количества спутников, находящихся одновременно в зоне прямой видимости, поэтому антенна приемника должна располагаться снаружи помещения, на крыше здания. Антенну приемника следует установить в отдалении от объектов, которые могут отражать спутниковый сигнал, например, вертикальные металлические поверхности,

решетки и т. п. В целях защиты от удара молнии антенну приемника не следует устанавливать на высоких площадках или вблизи от молниевывода.

Для организации каналов передачи данных на верхний уровень ЦДП АО «АЖК» г. Алматы дополнительно предусматривается:

- установка аппаратуры связи FOX-515 на ПС-46а и ПС-21а;
- прокладка ВОЛС между ПС21а и ТЭЦ-1;
- установка дополнительного оборудования связи на ТЭЦ-1 и ЦДП АО«АЖК».

Вторичные и информационные цепи для защиты от воздействия электрического поля выполняются экранированными кабелями. Экраны кабелей заземляются. Также необходимо произвести заземление шкафов к контуру заземления здания.

10.3 Система мониторинга и управления (СМиУ)

Проектом предусмотрена установка автоматизированной системы мониторинга и управления (СМиУ), предназначенная для обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга, а также управления коммутационной аппаратурой.

Система мониторинга и управления выполняет следующие функции:

- контроль положения коммутационных аппаратов: выключателей, разъединителей, заземляющих ножей;
- контроль величины потребляемого тока;
- контроль напряжения на шинах подстанции;
- контроль состояния аппаратов релейной защиты и автоматики;
- возможность осуществлять телеуправление.

Настоящим проектом предусматривается прием телесигнализации о состоянии приводов выключателей, разъединителей, положении РПН трансформатора, положении ключей выбора режима управления элементами подстанции, сигналов, формируемых терминалами РЗ и ЦС. В качестве аппаратов релейной защиты установлены терминалы MICOM фирмы Schneider Electric и терминалы серии РС83 производства «РЗА СИСТЕМЗ». Данные терминалы являются многофункциональными устройствами и имеют в своем составе интерфейс RS-485 с поддержкой протокола Modbus RTU или МЭК 60870-5-103.

Структура системы мониторинга и управления ПС выполнена трехуровневой (нижний, средний, верхний уровни).

На нижнем уровне предусматривается установка устройств, связанных с объектом управления и образующих систему сбора информации и управления (ССИиУ). Устройства этого уровня выполняют измерение параметров технологических процессов, регистрацию сигналов состояния оборудования, а также выдачу управляющих сигналов.

В качестве программно-технических средств нижнего уровня используются:

- микропроцессорные устройства релейной защиты типа MICOM P143, P643 производства фирмы Schneider Electric;
- микропроцессорные устройства релейной защиты типа РС83 производства фирмы «РЗА СИСТЕМЗ»;
- измерительный прибор SATEC PM130P Plus с модулем дискретного ввода/вывода 12 DIOR.
- Средний уровень образуют:
 - средства локальной вычислительной сети, обеспечивающие передачу информационного трафика в пределах производственной территории ПС 110/35/10 кВ между элементами и устройствами всех уровней и функциональных подсистем программно-технического комплекса АСУ ТП;
 - ТМ Micom C264;
 - сервер телемеханики (промышленный компьютер), предназначенный для сбора и дополнительной обработки информации, поступающей от устройств нижнего уровня (вычисления, формирования обобщенных сигналов и т.п.);
 - шлюз телемеханики (промышленный компьютер), предназначенный для передачи информации на верхние уровни управления;
 - сетевой коммутатор, обеспечивающий передачу телеинформации по каналам связи на верхние иерархические уровни управления;
 - средства системы единого времени (GPS).

Программно-технические средства верхнего уровня включают комплексы локальных АРМ (АРМ оперативного персонала и переносной АРМ инженеров РЗА и АСУ).

Комплекс опрашивает устройства телемеханики, сохраняет собранную информацию в базе данных, позволяет диспетчеру просматривать на экранах рабочих станций оперативные схемы с реальными значениями телесигналов и телеизмерений, производить телеуправление.

Пользователи комплекса могут создавать, редактировать и удалять мнемосхемы, бланки переключений, оперативные журналы, текстовые документы.

Собранный и обработанный объем информации передается по каналам связи на ДП АО

"АЖК", с включением в существующий ОИК-Диспетчер.

Программное обеспечение рабочих станций устанавливается на компьютерах персонала предприятия и рабочих местах диспетчеров, обеспечивая визуальное отображение данных телеметрии и информации из баз данных.

Метка времени для событий присваивается в устройствах нижнего уровня. Синхронизация выполняется посредством ЛВС.

При этом выполняются:

- периодическая рассылка сигналов точного времени для всех терминалов РЗА и терминалов, входящих в состав ПТК АСУТП;
- подстройка локального времени терминалов к общесистемному времени;
- контроль работоспособности устройств системы единого времени.

Проект выполнен в соответствии с действующими в Республике Казахстан нормативными документами.

10.4 Средства связи и передачи информации с прокладкой оптической линии связи в грозотросе.

Комплекс систем связи предусматривает организацию основного канала диспетчерско-технологической связи, канала передачи данных систем АИИСКУЭ, SCADA, а также передачу информации от системы видеонаблюдения подстанций ПС 46А "Шоссейная" и ПС 21А "Ипподром" до Центрального диспетчерского пункта (ЦДП) АО "АЖК". Для передачи данных предусматривается замена существующего грозотроса на двухцепной линии №45А, №47А на грозотрос со встроенным оптиковолоконным кабелем.

Организация волоконно-оптической линии связи ВОЛС на ВЛ осуществляется от подстанции 35 кВ «ТЭЦ-1» и разработана с использованием ОКГТ кабеля марки ОКГТ-ц-1-16(G.652)-12/53.

Для организации основного канала связи предусматривается:

1. В помещении ПС 46А "Шоссейная" предусматривается телекоммуникационный напольный 19-и дюймовый шкаф с установкой:

- оптический кросс на 24 порта для расключения волоконно-оптического кабеля;
- мультиплексор FOX-615 с платами для организации голосовых каналов и каналов передачи данных;
- источник бесперебойного питания Eaton;
- IP-телефон для служебной связи.

2. В помещении ПС 21А "Ипподром" предусматривается телекоммуникационный напольный 19-и дюймовый шкаф с установкой:

- оптический кросс на 24 порта для расключения волоконно-оптического кабеля;
- мультиплексор FOX-615 с платами для организации голосовых каналов и каналов передачи данных;
- источник бесперебойного питания Eaton;
- IP-телефон для служебной связи.

Оборудование организации связи монтируется во вновь устанавливаемые шкафы, устанавливаемые на ПС 46А "Шоссейная" и ПС 21А "Ипподром", оборудование связи на ТЭЦ-1 и ЦЦП АО "АЖК" монтируется в существующие шкафы.

Для контроля микроклимата в помещении на ПС 46А "Шоссейная" предусмотрена установка кондиционера напольного исполнения.

Трасса ВЛ с заменой грозотроса проходит в черте города Алматы.

Общая протяженность двухцепной ВЛ ПС 35/6 «Ипподром» - ПС 35 кВ «Алматинская ТЭЦ-1» составляет 2,2 км.

Подстанция 35/6 кВ «Ипподром» является тупиковой подстанцией. Запитка подстанции осуществляется отпайкой от двухцепной линии ВЛ-35 кВ №45А, №47А.

Общая протяженность отпайки от магистральной линии составляет 0,05км.

Трасса ВЛ имеет ряд переходов и пересечений с инженерными сооружениями. Ввиду подвески грозотроса с оптико-волоконным кабелем на существующей линии 35 кВ в отсутствие пересечения под инженерными сооружениями – разработка переходов не предусматривается.

Крепление грозотроса с оптическим кабелем ОКГТ предусматривается с помощью спиральной арматуры.

Грозозащитный трос подвешен по всей длине линии.

Согласно ПУЭ РК для защиты проводов и тросов от вибрации в пролетах устанавливаются виброгасители. Для снижения деформации ОКГТ-ц, гашения вибрации до безопасного уровня и для обеспечения надежной эксплуатации ВОЛС применена защита от вибрации кабеля путем подвески многочастотных гасителей вибрации типа AMG-050920 (A-20/0001FO)/

Для подвески барабанов и кабельных муфт на опорах предназначены узлы подвески типа УПШ-03-2.

На линии ВЛ-35 кВ заход оптического кабеля на подстанции осуществляется оптическим кабелем от оптической муфты, устанавливаемой на опоре №1 (У35-2т) и №18 (УС110-8) с помощью кронштейна для крепления муфты к опорам ВЛ, с кронштейна кабель спускается по стойке опоры в трубе, установленной на высоте 2 м от поверхности земли. По территории ПС кабель

прокладывается в траншее, протяженностью 50 метров для каждой ПС. В траншее кабель прокладывается в защитной ПЭ трубе диаметром 32 мм.

В проекте применены кабельные муфты МОПГ-М-1/128-4КУ3260-К, которые устанавливаются на опорах №1 и №18.

Проектом предусматривается замена оптико-волоконного кабеля на участке кабельной вставки (опоры №№23-25). Кабель прокладывается по существующим трубам.

10.5 Видеонаблюдение

Настоящий проект системы охранного телевидения разработан в соответствии с нормативными и нормативно-техническими документами.

Все технические мероприятия разработаны в соответствии с требованиями экологических, санитарно-гигиенических и других норм, действующих на территории РК и обеспечивающих безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию комплексной системы при соблюдении предусмотренных рабочими документами мероприятий.

Исходными данными для проектирования послужили: чертежи архитектурно-строительные, монтажные электротехнические чертежи, генплан.

Система охранного телевидения (СОТ) создана на основе зарубежного оборудования. СОТ построена на базе персонального компьютера со встроенной платой видеонаблюдения, который установлен в комнате оперативных переговоров. Там же установлены три источника вторичного питания плюс один бесперебойного. Для наблюдения за периметром подстанции подъездами к ней установлена уличная видеокамера на ограждении Н=2,2 м от земли. На мониторе можно различить человека и его действия. Для более обширного наблюдения за подстанцией установлены две камеры на прожекторной мачте Н=7,0 м. На мониторе можно видеть картину широкого плана.

Цифровой видеорегистратор предназначен для параллельной записи 16-ти видеосигналов от камер на свой жесткий диск.

Регистратор позволяет оператору одновременно с записью вести наблюдение за текущей ситуацией на объекте по экрану монитора или производить записанную ранее информацию. Запись ведется в жатом виде с использованием стандарта МРЕС-4. В каждом канале встроен обнаружитель пропадания видеосигнала. Время автономной работы от источника бесперебойного питания 3 часа.

В качестве устройства грозозащиты уличных видеокамер применить устройство NVS-003 UR.

Технические средства системы охранного телевидения обеспечивают:

- круглосуточное наблюдение за периметром подстанции;
- просмотр изображения от любой видеокамеры из ОПУ;
- круглосуточная видеозапись от всех видеокамер с регистрацией времени, даты, номера

видеокамеры;

- воспроизведение видеозаписи для просмотра.

Электропитание приборов от сети 220 В, (ОПУ. РОСН-0,4 кВ, панель №3) через отдельный автомат установленный в непосредственной близости от системы (СОТ), подключенный кабелем ВВГнг-3х1,5мм. Для обеспечения первой категории электроснабжения установлены пять резервированных источника питания.

Заземление оборудования и устройств выполнить в соответствии с требованиями СНиП РК 4.04-05-2002, ПУЭ, технической документации предприятий-изготовителей.

Монтажные работы рекомендуется проводить в следующей последовательности:

- подготовительные работы;
- протяжка и прокладка кабелей и проводов;
- установка оборудования (СОТ);

К подготовительным работам относятся:

- проверка целостности и работоспособности оборудования (СОТ);
- подготовка материалов и рабочих мест.

Состояние кабелей и проводов перед их прокладкой должно быть проверено наружным осмотром. Кроме того, должна быть проверена целостность изоляции жил.

Периодичность обслуживания приборов и извещателей должна осуществляться в соответствии с техническим описанием на каждый прибор.

Кабельные линии системы охранного телевидения (СОТ) по территории подстанции прокладываются отдельно от всех силовых, осветительных кабелей и проводов. При параллельной закрытой прокладке расстояние между проводами и кабелями (СОТ) с силовыми и осветительными проводами должно быть не менее 0,5 мм. При необходимости прокладки этих проводов на расстоянии менее 0,5 мм от силовых и осветительных проводов они должны иметь защиту от наводок.

При пересечении проводов и кабелей с трубопроводами расстояние между ними в свету должны быть не менее 50 мм. При параллельной прокладке расстояние от проводов до трубопроводов должно быть не менее 100 мм, в соответствии требованиями СН РК 2.02-02-2019.

Все кабели проложить в гофрированной трубе D32 по ограждению подстанции.

11 Демонтажные работы

Производство работ по демонтажу существующих зданий, сооружений, оборудования производится поэтапно, с учетом последовательности отключения-подключения на ПС.

Согласно данного проекта необходимо выполнить демонтаж следующих сооружений,

конструкций и элементов: частичный демонтаж железобетонного ограждения с последующим монтажом; демонтаж фундаментов и маслоприемников трансформаторов Т-1 и Т-2; демонтаж опорных металлоконструкций выключателей 110 кВ; демонтаж подсобного здания; демонтаж блочно-модульного здания КРУН-10 кВ; демонтаж фундамента под КРУН-10 кВ; демонтаж маслосборника с маслоотводами; частичный демонтаж лотков ОРУ-35 кВ; демонтаж отдельностоящего молниеотвода М1; демонтаж опорной металлической конструкции трансформаторов ТМ-100/10 У1; демонтаж опорной металлической конструкции и фундамента трансформаторов ТМ-63/0,23; демонтаж опорной металлической конструкции и фундамента блока опорного изолятора 10 кВ; демонтаж опорной металлической конструкции под разъединитель РДЗ- 35 кВ; демонтаж фундамента и опорной конструкции заземляющего дугогасящего реактора, ОПН, фильтра нейтралезобразующего.

Демонтируемые железобетонные фундаменты отрываются на глубину достаточную для полного изъятия из котлована, и производится демонтаж фундаментов.

- Обратная засыпка котлованов, оставшихся после демонтажа существующих фундаментов, выполняется слоями 20-30 см с тщательным уплотнением каждого слоя и контролем влажности грунта. Коэффициент уплотнения $K=0,95$. Грунт засыпки должен удовлетворять требованиям СН РК 5.01-01-2013. Запрещается применять для обратной засыпки дерн, торф, растительные, илистые и другие грунты с примесями органических веществ, крупные валуны и обломки скальных пород.

12 Архитектурно-строительные решения

Конструктивно-строительные решения по рабочему проекту «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А «Шоссейная» с разработаны в соответствии с установочными чертежами оборудования и общей компоновкой подстанции.

Технические решения, климатические, геологические и гидрогеологические условия и условия осуществления строительства позволили применить сборные железобетонные и металлические типовые унифицированные элементы по номенклатуре Казахстанских предприятий- изготовителей.

На основании инженерно-геологических данных по грунтовым условиям и СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии» все бетонные и железобетонные конструкции нулевого цикла должны изготавливаться из бетона нормальной проницаемости W-4 на портландцементе с обмазкой горячим битумом за 2 раза общей толщиной 2.0 мм.

Опоры под оборудование выполняются на новых сборных железобетонных стойках СОН и металлических конструкциях, на которые устанавливается электротехническое оборудование. Оборудование переносимых разъединителей и опорных изоляторов 110 кВ устанавливается на существующие лежни ЛЖ-4,4.

Установка стоек СОН под ЗРУ 10 кВ, стоек ВС под огнезащитную перегородку, принята в

открытые котлованы. Обратная засыпка пазух котлованов производится местным суглинком с послойным уплотнением, засыпка растительным и мерзлым грунтом и грунтом со строительным мусором не допускается.

В местах примыкания наружного ограждения к ЗРУ 10 кВ предусмотрено устройство кирпичных вставок высотой 2м, под которые выполняются монолитные фундаменты.

В связи со стесненностью работ установка стоек СОН под оборудование принята в сверленные котлованы на бетонную подготовку с последующей обетонировкой и засыпкой местным грунтом с послойным уплотнением.

Вокруг ЗРУ 10 кВ, стоек опор и фундаментов устраиваются отмостки шириной 1,5 метра из мелкозернистого асфальтобетона по уплотненному щебню, пролитому битумом.

Силовые трансформаторы устанавливаются на монолитные фундаменты. Для приема масла предусмотрены маслоприемники.

Прокладка кабелей на ОРУ предусматривается в наземных сборных железобетонных кабельных лотках и каналах, перекрываемых съемными железобетонными плитами.

Проектом предусмотрено устройство новых распашных металлических ворот в существующем железобетонном ограждении.

Технические характеристики сооружений подстанции приведены в таблице:

Наименование сооружений	Краткая техническая характеристика	Примечание
1	2	3
ОРУ110/35/10кВ	Фундаменты под оборудование выполняются из сборных железобетонных стоек СОН и металлических элементов, на которые устанавливается электротехническое оборудование, часть оборудования устанавливается на существующие лежни ЛЖ-44. В стесненных условиях стойки устанавливаются в сверленные котлованы диаметром 650 мм с последующей обетонировкой и засыпкой местным грунтом. Фундамент под блочно-модульное здание ЗРУ 10 кВ выполняется из сборных железобетонных стоек СОН устанавливаемых в отрытые котлованы на железобетонные подножки. По верху выполняется металлический ростверк. Противопожарная перегородка выполняется из стоек ВС, устанавливаемых в опорные плиты, и дополнительно фиксируются ригелями РФ. К стойкам крепятся плиты ПН. В перегородке предусмотрены проходные доски. Перегородка покрывается огнезащитным покрытием "Неоспрей" толщиной 10 мм. Прокладка кабелей на ОРУ предусматривается в наземных сборных железобетонных кабельных лотках и каналах, перекрываемых съемными железобетонными плитами. Ворота металлические распашные шириной 4,7м	Индивид. проект
Фундаменты под трансформаторы	Силовые трансформаторы устанавливаются на монолитные фундаменты и крепятся к фундаментным болтам (М48 8 шт.). Вокруг фундаментов устраивается маслоприемник, заполненный промытым и просеянным гравием для сбора (при авариях) с последующим сбросом аварийного масла в маслосборник. Ограждение маслоприемника выполняется из сборных железобетонных плит ПН. Дно выполняется из цементного раствора с уклоном 0,005 в сторону приямка. Пути перекачки выполняются из рельс Р50, уложенных по деревянным шпалам (шаг 500 мм). Анкерные устройства выполняются из сборных фундаментов ФТ с ригелями Р1, устанавливаемыми в сверленные котлованы диаметром 1000 мм.	Индивид. проект

13 Маслохозяйство

Объект 07/351386/2019/1.2-ПЗ"Реконструкция ПС 110/35/10 кВ №46А "Шоссейная" с заменой трансформаторов на 2х63МВА с КРУН-10 кВ"

Стадия РП

Инв. № _____

Пояснительная записка

Для трансформаторов марки ТДГН-63000/115/38,5/11-У1 (на чертежах обозначены как Т-1 и Т-2), с полной массой масла 23400 кг каждый, проектом предусматривается устройство маслоприёмников и отвод масла по закрытым маслоотводам в подземный маслосборник. Объём маслоприёмника принят из условия единовременного приема 100 % масла, залитого в трансформатор.

Маслоприёмники предусматриваются незаглубленными в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования с установкой металлической сетки. Маслоприемники выполняются из сборных железобетонных плит ПН32.9-1 по серии 3.407.1-157 вып. 1. Размеры маслоприёмников 11200x8900 мм. Высота бортовых ограждений на 500 мм выше уровня окружающей планировки. Днище маслоприемников толщиной 30 мм из цементно-песчаного раствора М100 (ГОСТ 28013-98*) выполняется по слою уплотненного местного грунта обратной засыпки фундамента под трансформатор (ГОСТ 8736-2014). Днище маслоприёмника выполняется с уклоном не менее 5 ‰ в сторону слива (маслоприёмной воронки).

Для присоединения к маслоотводу в маслоприёмной воронке предусмотрена установка чугунного отвода УР 250 ГОСТ 5525-88. В качестве огнепреграды, маслоприёмник засыпается чисто промытым гравием фракции 30-50 мм толщиной 250 мм.

Прокладка сетей маслоотвода между маслоприёмниками и маслосборником предусмотрена подземной из полиэтиленовых труб ПЭ 100 SDR17 диаметром 250 мм (ГОСТ 18599-2001) с уклоном не менее 0,02 д. ед. в сторону маслосборника. Основание под трубы – естественный уплотненный грунт. Глубина заложения верха трубы маслоотвода ниже 0,7 м от уровня планировки. Труба маслоотвода, проходящая под путями переката трансформатора, совмещенными с автодорогой, выполняется в футляре из стальной трубы диаметром 402 мм по ГОСТ 8732-78. Стальной футляр обмазывается горячим битумом (толщина слоя 3 мм).

В местах присоединений, изменения направления трубопроводов предусмотрены смотровые колодцы диаметром 1000 мм из железобетонных сборных элементов по серии 3-900-3. Монтаж сборных железобетонных элементов колодцев ведется на цементном растворе М100 (ГОСТ 28013-98*). В качестве защиты колодцев от сейсмических воздействий равномерно по окружности колец маслосборника в процессе монтажа закладываются соединительные элементы МС-2, МС-5 и МС-6 (ТПР902-09-22.84 альбом VIII.84). Колодцы закрываются чугунными смотровыми люками С(В125) 60 по ГОСТ 3634-99, монтируемыми на мелкозернистую бетонную смесь кл. В15 (ГОСТ 26633-2015). Для спуска в колодцы на внутренней поверхности стен предусмотрены стальные скобы МН1 Ø 16 АП (Серия 3.900-3 вып.7 часть 2).

Маслосборник выполнен подземного и закрытого типа из пяти, соединенных между собой колодцев, из железобетонных колец КС диаметром 2000 мм и 700 мм по серии 3-900-3. Объём маслосборника 42 м³. Монтаж сборных железобетонных элементов колодцев ведется на цементном

растворе М100 (ГОСТ 28013-98*).

Конструктивное исполнение колодцев маслосборника аналогично смотровым колодцам.

Все стальные изделия покрываются эмалью ПФ-115 (ГОСТ 6465-76) за 2 раза по слою грунтовки ГФ-021 (ГОСТ 25129-82).

Железобетонные элементы снаружи обмазываются горячим битумом за 2 раза (ГОСТ 22245-90). Далее наклеиваются 2 слоя гидроизола по битумной мастике. После устройства наружной гидроизоляции вокруг колодцев маслосборника выполняется прижимная кирпичная стенка толщиной 120 мм из керамического кирпича КР-р-по 1,4НФ/200/2,0/50 на цементно-песчаном растворе М100.

Внутренняя часть сборных железобетонных колодцев маслосборника обрабатывается лаком ХП-734 в 2 слоя.

Обратная засыпка котлована производится ранее вынутым грунтом. Засыпка пазух котлована грунтом должна производиться равномерно по периметру маслосборника с послойным (0,2-0,3 м) уплотнением. Коэффициент уплотнения $K=0,95$.

Маслосборник должен быть всегда пустым и готов для приёма масла и воды на случай аварии и пожара. После ликвидации аварии на трансформаторе весь объём стоков, собранный в маслосборнике, должен вывозиться автотранспортом на регенерацию, а маслосборник очищается от следов масла. Дождевая вода из маслоприемников трансформаторов, поступающая в маслосборник, вывозится на очистные сооружения. К маслосборнику обеспечен подъезд автотранспорта

14 Выделение очередей и пусковых комплексов

Выделение пускового комплекса не предусматривается.

15 Патентная чистота и патентоспособность

Все разделы рабочего проекта выполнены на основе утвержденных типовых решений и не содержат охраноспособных технических решений. В связи с этим проверка на патентную чистоту и патентоспособность не производилась.

16 Основные решения по сетям водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции

Согласно отчету об инженерных изысканиях сети водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции не выявлены. Проектирование новых сетей (за исключением системы маслоудаления) не предусматривается.

17 Противопожарные мероприятия

При компоновке зданий и сооружений, а также кабельных коммуникаций, в проекте учтены требования и мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия, исключающие возможность возникновения пожара или сводящие к минимуму его вероятность и возможный ущерб:

- применение основного электротехнического оборудования, не содержащего горючих наполнителей;
- применение сертифицированного оборудования, по своим характеристикам обладающего большей надежностью и продолжительным сроком службы;
- применения оборудования, по своим номинальным параметрам соответствующего месту его установки и устойчивого к прогнозируемым аварийным ситуациям в системе, в частности, к динамическому и термическому воздействию токов короткого замыкания;
- обеспечение защиты всего электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений с использованием ограничителей перенапряжения;
- устройство надежной системы заземления и выравнивания потенциалов; применение надежных средств релейной защиты оборудования для сохранения его работоспособности при аварийных ситуациях;
- применение кабельной продукции с изоляцией, не распространяющей горения;
- прокладка взаиморезервируемых кабельных линий по разным трассам.

Пожаротушение обеспечивается первичными средствами: ручными пенными и углекислотными огнетушителями, песком и передвижными средствами пожарной команды.

Тушение пожара предусмотрено обслуживающим персоналом, прошедшим соответствующую подготовку и местной пожарной командой.

18 Охрана окружающей природной среды и рекультивация земель

Данный раздел разработан на основании «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации», утвержденной Министерством охраны окружающей среды РК от 28 февраля 2004 года № 68-П.

Рабочим проектом предусматривается:

Демонтаж существующих трансформаторов собственных нужд и фундаментов под них, устройство фундаментов с опорными конструкциями и установка двух трансформаторов

- допуска к применению на опасном производственном объекте (ОПО) технических устройств, материалов и технологий, прошедших процедуру подтверждения соответствия нормам промышленной безопасности;
- аттестации предприятия на проведение работ в области промышленной безопасности;
- проведение экспертизы технических устройств, материалов, отслуживших нормативный срок эксплуатации, для определения возможного срока дальнейшей эксплуатации или обеспечения их замены;
- организации и осуществления производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на ОПО;
- допуска к работе на опасном производственном объекте должностных лиц и работников, соответствующих установленным требованиям, обеспечения укомплектованности штата ОПО согласно требованиям НТД;
- предотвращения проникновения на ОПО посторонних лиц;
- осуществления мероприятий, направленных на предупреждение, ликвидацию аварий и их последствий;
- обеспечения проведения экспертизы декларации промышленной безопасности;
- создания системы наблюдения, оповещения, связи ОПО и обеспечения их устойчивого функционирования;
- при вводе в эксплуатацию ОПО проводить приемочные испытания технических устройств с участием представителя уполномоченного органа;
- осуществление регистрации технических устройств в территориальном подразделении МЧС РК и получение разрешения на эксплуатацию;
- выполнения требований Законов РК: «О лицензировании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.07.2009 г.) от 11.01.2007 г. № 214-III; «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.07.2009 г.) № 314-II от 03.04.2002 г.; «О техническом регулировании» от 09.11.2004 г. № 603-II; «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.07.2009 г.) № 19-I от 05.07.1996 г.

19 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Данные инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по

предупреждению чрезвычайных ситуаций разрабатываются в целом для АО «АЖК».

20 Энергосбережение

В соответствии с Законом Республики Казахстан основными направлениями энергосбережения являются:

- оптимизация режимов производства, распределения и потребления энергии;
- реализация проектов по внедрению энергоэффективного оборудования и технологий.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия и технологические решения по экономии электроэнергии:

- Применение современного оборудования с малыми потерями электроэнергии, с низким энергопотреблением и с высоким КПД;
- Применение систем автоматизации технологических процессов.

Согласно предоставленных расчетных данных от Заводов-изготовителей и существующей нагрузки по подстанции 110/35/10 кВ «Шоссейная» выполнен расчет суммарных годовых потерь электроэнергии (в тоннах условного топлива).

Суммарный расход электроэнергии на собственные нужды, пересчитанный в условное топливо, составляет 89т.у.т.

21 Затраты на реализацию строительства

Затраты на реализацию строительства приведены в сводном сметном расчете.

