

**СРО «ПРОЕКТНЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ СЕВЕРО-ЗАПАДА» (№ СРО-П-040-03112009)
№ 127 от 30.06.2017**

Заказчик – АО «ДРСК»

**Строительство ПС 35 кВ Пляжная, строительство
ответвления от ВЛ 35 кВ Находка – Связь до
проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным проводом
сечением не менее 70 мм² ориентировочной
протяженностью 3,5 км**

ПС 35 кВ Пляжная

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

ЭПЦ-250501-02-ОТР

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

**СРО «ПРОЕКТНЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ СЕВЕРО-ЗАПАДА» (№ СРО-П-040-03112009)
№ 127 от 30.06.2017**

Заказчик – АО «ДРСК»

**Строительство ПС 35 кВ Пляжная, строительство
ответвления от ВЛ 35 кВ Находка – Связь до
проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным
проводом сечением не менее 70 мм² ориентировочной
протяженностью 3,5 км**

ПС 35 кВ Пляжная

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

ЭПЦ-250501-02-ОТР

Директор

С.А. Муравьев

**Главный инженер проекта
(Идентификационный номер
НОПРИЗ - ПИ-088767)**

Д. С. Васев



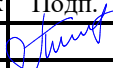
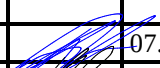
Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Обозначение	Наименование	Примечание
ЭПЦ-250501-02-ОТР-С	Содержание тома	
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ	Текстовая часть	
	<u>Графическая часть</u>	
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ1	Схема электрическая принципиальная ПС. Вариант 1	
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ2	План расположения оборудования на ПС. Вариант 1	
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ3	Схема электрическая принципиальная ПС. Вариант 2	
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ4	План расположения оборудования на ПС. Вариант 2	
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ5	План расположения оборудования в ОПУ	
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ6	Схема организации каналов связи Приморское РДУ – ПС 35 кВ Пляжная	
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ7	Схема распределения устройств защит и автоматики	
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ8	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	
	<u>Приложения</u>	
А	Задание на проектирование	
Б	Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК»	
В	Результаты расчетов объемом финансовых потребностей, необходимых для строительства объектов электроэнергетики, выполненных в соответствии с УНЦ	
Г	Технические решения Таврида Электрик	
Д	Расчет емкостных токов	
Е	Выбор и проверка оборудования	

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР-С		
Разраб.	Тишко				07.25			
Н. контр.	Муравьев				07.25	Содержание тома		
ГИП	Васев				07.25			
						Стадия	Лист	Листов
						ОТР	1	2
						ООО "Энергопроект Центр"		

Содержание

Содержание	1
1 Исходные данные и условия для подготовки документации	2
2 Краткая характеристика объекта строительства.....	3
3 Основные характеристики объекта строительства.....	4
3.1 Вариант №1	5
3.2 Вариант №2	6
3.3 Выводы по вариантам реализации ПС.....	6
4 Собственные нужды. Система переменного тока	8
5 Собственные нужды. Система постоянного оперативного тока.....	9
6 Сети связи	10
7 Система сбора и передачи информации	14
8 Релейная защита и автоматика	20
8.1 Защита и автоматика силовых трансформаторов	20
8.2 Защита и автоматика ВВ 10 кВ.....	21
8.3 Защита и автоматика КЛ 10 кВ.....	22
8.4 Защита шин 10 кВ	22
8.5 Центральная сигнализация.....	22
8.6 Управление, сигнализация и оперативное питание.....	23
8.7 Кабельное хозяйство РЗА	23
8.8 Регистрация аварийных событий (РАС).....	23
9 Учет электроэнергии	24
10 Кабельное хозяйство.....	27
11 Заземление	28
Лист регистрации изменений.....	29

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ			
Разраб.		Тишко			07.25	Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
							ОТР	1	41
Н. контр.		Муравьев			07.25		ООО "Энергопроект Центр"		
ГИП		Васев			07.25				

1 Исходные данные и условия для подготовки документации

Исходными данными и условиями для подготовки стадии ОТР являются:

- 1) Задание на проектирование.
- 2) Материалы, полученные в результате предпроектного обследования.
- 3) Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям

АО «ДРСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ			2

2 Краткая характеристика объекта строительства

Вид строительства – строительство новой ПС 35/10 кВ Пляжная (далее ПС).

В административном отношении проектируемая однотрансформаторная ПС будет расположена в Приморском крае, г. Находка, ориентировочно ул. Пляжная, 21 стр.27.

По своему функциональному назначению ПС является объектом производственного назначения, осуществляющим прием, преобразование, распределение, передачу электроэнергии и представляет собой совокупность силового, коммутационного, измерительного оборудования, объединенного электрической схемой.

В энергосистему ПС будет включена одной ВЛ 35 кВ. Основные технические решения по проектируемой ВЛ 35 кВ представлены в томе ЭПЦ-250501-01-ОТР.

Трансформаторная мощность ПС – 6,3 МВА.

По стороне 10 кВ предусматривается две ячейки отходящих линий. Отходящие кабельные линии 10 кВ не входят в объем проектирования.

Для питания потребителей собственных нужд ПС предусматриваются два трансформатора собственных нужд мощностью 40 кВА каждый.

Основные характеристики сооружаемого объекта приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Основные характеристики сооружаемого объекта

Показатель	Значение
Номинальное напряжение	35/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ	Открытая подстанция ОРУ 35 кВ – по схеме № 35-3Н «Блок линия-трансформатор» РУ 10 кВ – по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;
Количество линий подключаемых к подстанции по каждому РУ	РУ 35 кВ – 1 РУ 10 кВ – 2
Количество резервных ячеек по каждому распределительному устройству	РУ 35 кВ – 0 РУ 10 кВ – 0
Возможность расширения по каждому РУ (кол-во ячеек отходящих линий)	РУ 35 кВ – 1 РУ 10 кВ – 2
Количество и мощность силовых трансформаторов	ТДН-6300/35/10 кВ М1
Трансформаторы собственных нужд	2хТМ-40/10 УЗ
Режим работы нейтрали сети 10 кВ	Изолированный
Тип, количество средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Отсутствуют
Вид обслуживания ПС	Оперативно-выездная бригада

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ

Лист

3

3 Основные характеристики объекта строительства

Строительство ПС предусматривается на площадке свободной от застройки.

Взаимное расположение РУ 10 кВ, РУ 35, здания ОПУ и силового трансформатора позволяет организовать подъезды к каждому элементу ПС.

Габариты маслоприемника рассчитаны на установку следующего по шкале мощности трансформатора.

Расчет габаритных размеров маслоприемника без отвода масла.

Маслоприёмник силового трансформатора выполнен в виде заглубленной ж.б. чаши в монолитном исполнении, согласно ПУЭ пп. 4) п. 4.2.69 маслоприемник выполняется без отвода масла.

Согласно ПУЭ пп. 1) п. 4.2.69 для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла от 2 до 10 т габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора не менее 1,0 м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м в течение 30 мин в соответствии с п. 4.2.69 ПУЭ 7 изд.

Объем маслоприемника рассчитан для трансформатора мощностью на ступень выше проектируемого. Так как согласно ГОСТ 11920-85 (Приложение 3) на ступень выше две марки трансформаторов (ТДНС-10000/35 ($\epsilon_k=14\%$), ТДНС-10000/35 ($\epsilon_k=8\%$)), данные приняты по максимальным характеристикам для данных трансформаторов. Таким образом, габариты трансформатора: ширина 3150 мм, длина 5400 мм, высота 5000 мм, масса масла 8300 кг.

Минимальная ширина маслоприемника с учетом ширины стенки маслоприемника 200 мм равна $3,15 \text{ м} + 1,0 \text{ м} + 1,0 \text{ м} + 0,2 + 0,2 = 5,45 \text{ м}$. Принимаем ширину маслоприемника 6,0 м.

Минимальная длина маслоприемника с учетом ширины стенки маслоприемника 200 мм равна $5,4 \text{ м} + 1,0 \text{ м} + 1,0 \text{ м} + 0,2 + 0,2 = 7,8 \text{ м}$. Принимаем ширину маслоприемника 8,0 м.

Габаритные размеры маслоприемника принимаем 8,0х6,0 м, внутренние габариты маслоприемника составят 7,6х5,6 м.

Объем заливаемого масла в трансформатор:

$$V_m = 8,3 / 0,86 = 9,65 \text{ м}^3$$

где 0,86 т/м³ – плотность трансформаторного масла.

Объем воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения:

$$V_{пж} = (S_{тр} + S_{мп}) * K * E * 80\% = (85,5 + 25,55) * 0,2 * 1800 * 0,8 = 32,0 \text{ м}^3$$

$$S_{тр} = (2 * Д * В) + (2 * Ш * В) = (2 * 5,4 * 5) + (2 * 3,15 * 5) = 85,5 \text{ м}^2$$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ

Лист

4

$$S_{\text{MII}} = (D_{\text{MII}} * \Pi_{\text{MII}}) - (\Pi * D) = (7,6 * 5,6) - (3,15 * 5,4) = 25,55 \text{ м}^2$$

$K=0,2 \text{ л/сек} \cdot \text{м}^2$ – интенсивность пожаротушения

$E=1800\text{сек}$ (30 минут) – расчетное время для запаса объема маслоприемника согласно ПУЭ пп. 8) п. 4.2.69.

80% - объем воды от средств пожаротушения с учетом 30-минутного запаса согласно ПУЭ пп. 8) п. 4.2.69.

Высота маслоприемной чаши 1250 мм.

С учетом ширины стенки маслоприемника 200 мм, внутренние габариты маслоприемника составят 7,6х5,6 м. Объем балок под установку трансформатора $5,4 \times 0,6 \times 1,25 \times 2 \text{ шт.} = 8,1 \text{ м}^3$.

$$V = 9,65 + 32,0 = 41,65 \text{ m}^3$$

Рассчитаем, достаточно ли выбранных габаритов маслоприемника для аварийного слива масла:

$$V = 7,6 \times 5,6 \times 1,25 - 8,1 = 45,1 \text{ м}^3 > 41,65 \text{ м}^3, \text{ условие выполняется.}$$

Сбор и удаление атмосферных осадков, а также разлитого трансформаторного масла выполняется через приямок расположенный в углу чаши маслоприемника. Согласно ПУЭ пп. 4) п. 4.2.69 удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла предусматривается передвижными средствами.

Портал 35 кВ и все металлоконструкции заводской поставки приняты защищенными от коррозии методом «горячего оцинкования».

Проектом выделены два варианта реализации ПС:

3.1 Вариант №1

Согласно первому варианту предусматривается ОРУ 35 кВ и КРУН 10 кВ.

ОРУ 35 кВ в составе:

- блок приема ВЛ 35 кВ с разъединителем и ОПН 35 кВ;
- блок трансформатора напряжения 35 кВ;
- блок выключателя 35 кВ на базе реклоузера SMART35 (возможно применение вакуумного выключателя 35 кВ);
- КРУН 10 кВ на пять ячеек, две из которых отходящие линии. Возможность расширения на 2 линейных ячейки в перспективе;
- трансформатор открытой установки с маслоприемником без отвода масла;
- блок-модуль ОПУ габаритами в плане 4,0х8,3 м.

Фундаменты под устанавливаемое оборудование согласно ТЗ – поверхностного типа.

Габариты подстанции 25х30 м. Ограждение – ж/б плиты.

Схема ПС представлена на чертеже ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ1.

Взам. инв. №	- блок выключателя 35 кВ на базе реклоузера SMART35 (возможно применение вакуумного выключателя 35 кВ); - КРУН 10 кВ на пять ячеек, две из которых отходящие линии. Возможность расширения на 2 линейных ячейки в перспективе; - трансформатор открытой установки с маслоприемником без отвода масла; - блок-модуль ОПУ габаритами в плане 4,0х8,3 м. Фундаменты под устанавливаемое оборудование согласно ТЗ – поверхностного типа. Габариты подстанции 25х30 м. Ограждение – ж/б плиты. Схема ПС представлена на чертеже ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ1.						
	Подп. и дата						
Инв. № подл.							
						ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата		5

План ПС представлен на чертеже ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ2.

3.2 Вариант №2

Согласно второму варианту предусматривается ОРУ 35 кВ и ОРУ 10 кВ.

ОРУ по схеме 35-3Н на базе реклоузера SMART35 и разъединителя РГП-2-35 на одностоечных монтажных комплектах.

Состав ОРУ 35 кВ:

- узел линейного разъединителя – 1 шт;
- узел вводного реклоузера – 1 шт.

Односекционное ОРУ на базе реклоузеров Smart15 и разъединителей типа РЛК-10.

Состав ОРУ 10 кВ:

- узел вводного разъединителя – 1 шт;
- узел вводного реклоузера – 1 шт;
- узел реклоузера отходящей линии – 2 шт;
- узел ТСН с разъединителем – 1 шт;
- узел разъединителя отходящей линии – 2 шт.

Комплект гибкой ошиновки 10 кВ выполненной проводом АС-240.

Габариты подстанции 15х25 м. Ограждение сетчатое.

Схема ПС представлена на чертеже ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ3.

План ПС представлен на чертеже ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ4.

Подробное описание представлено в приложении Д.

3.3 Выводы по вариантам реализации ПС

Настоящим проектом как приоритетный предлагается рассмотреть первый вариант реализации ПС по следующим причинам:

- стандартное компоновочное решение ПС с возможностью расширения;
- реализация учета электрической энергии согласно требованиям технического задания на проектирование;
- реализация релейной защиты и автоматики на базе отдельных микропроцессорных устройств (терминалов);
- здание ОПУ с панелями РЗА, ТМ, АСУТП, видеонаблюдения, системами СОПТ и собственных нужд 0,4 кВ, щита наружного освещения;
- комплектное распределительное устройство 10 кВ (КРУН 10 кВ) с выкатными элементами и коридором обслуживания. Не потребуется подъемная техника для обслуживания оборудования в сравнении с вариантом №2, в котором реклоузеры расположены на высоте более 4 метров.

Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ				6

Результаты расчетов объемом финансовых потребностей, необходимых для строительства объектов электроэнергетики, выполненных в соответствии с УНЦ по вариантам представлены в Приложении В.

Увеличенная стоимость реализации строительства по Варианту №1 составляет 115 095,88 тыс. руб. без НДС, по Варианту №2 – 121 342,86 тыс. руб. без НДС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ

4 Собственные нужды. Система переменного тока

Для обеспечения питания нагрузки потребителей собственных нужд проектом предусматривается установка щита собственных нужд напряжением ~220/380 В (далее ЩСН). Проектируемый ЩСН двухсекционный с двумя рабочими секциями шин, располагается в ОПУ.

В соответствии с п. 9.1.1 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух ТСН. Для однотрансформаторных ПС (в том числе, комплектных ПС заводского изготовления) питание второго ТСН обеспечивается:

- от другого электросетевого объекта;
- при их отсутствии второй ТСН включается аналогично первому.

Таким образом, питание ЩСН 0,4 кВ предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд, подключаемых к шинному мосту 10 кВ.

Разработка схемы щита собственных нужд, расчет нагрузок, определение мощности ТСН, расчеты токов короткого замыкания и выбор оборудования и кабелей 0,4 кВ будет производиться в рамках проектной документации после утверждения основных технических решений и выбора принципиальной схемы и компоновки ПС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									8	
			Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ	

Копировал

Формат А4

5 Собственные нужды. Система постоянного оперативного тока

Для обеспечения бесперебойного электропитания потребителей оперативного постоянного тока на ПС предусматривается система оперативного постоянного тока (далее СОПТ) напряжением 220 В. В состав СОПТ входят следующие компоненты:

- стационарная герметичная необслуживаемая свинцово-кислотная АБ выполненная по технологии AGM (электролит впитан в стекловолоконный сепаратор), номинальным напряжением на моноблок (6 элементов) 12 В.
- шкаф ввода и распределения постоянного тока (далее ШОТ) с зарядно-выпрямительными устройствами.

Разработка схемы СОПТ, уточнение нагрузок, расчеты токов короткого замыкания и выбор оборудования и кабелей сети постоянного тока будет производиться в рамках проектной документации после утверждения основных технических решений и выбора принципиальной схемы и компоновки ПС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
Изм.	Колуч	Лист
№ док	Подп.	Дата
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ		
Лист		
9		

6 Сети связи

Подраздел «Сети связи» выполнен в соответствии со следующими нормативными документами:

- Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 №136;
- Правила устройства электроустановок, 7-ое издание;
- Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утверждены приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 №57.

На ПС 35 кВ Пляжная предусматриваются средства внешней связи с учетом:

- развития единой цифровой сети связи энергосистемы;
- необходимых направлений передачи информации, требуемого количества каналов связи, требований по условиям передачи данного вида информации (скорость, время, надежность и т. п.).

Проектируемые сети связи на ПС 35 кВ Пляжная подключаются к технологической сети связи АО "ДРСК". Подключение к корпоративной сети связи АО "ДРСК" не предусмотрено в связи с отсутствием постоянного персонала на подстанции.

Для обеспечения требуемых объемов связи, организации цифровых потоков информации проектом используются каналы связи, приведенные в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Объем каналов связи

Характеристика каналов		Количество каналов, шт.		Примечание
Направление	Тип линии связи	Диспетчерских	Телемеханики	
ПС 35 кВ Пляжная - ДП Находкинского РЭС	ВОЛС, GSM	1	2 (осн. по ВОЛС и рез. по GSM)	МЭК 60870-5-104
ПС 35 кВ Пляжная - ЦУС ПЭС	ВОЛС, GSM	1	2 (осн. по ВОЛС и рез. по GSM)	МЭК 60870-5-104

Для организации основного канала связи по ВОЛС предусмотрено строительство ВОЛС между ПС 35 кВ Пляжная и ПС 110 кВ Находка.

Основными техническими решениями предусмотрена установка оптических кроссов оптических 19" (ШКОС) укомплектованных на 8 FC портов (комплект с розетками и пигтейлами) в проектируемом шкафу расположенном в комнате связи СС ПС 35 кВ Пляжная, а также в существующем шкафу связи ПС 110 кВ Находка.

Для организации каналов связи на ПС 35 кВ Пляжная в проектируемом шкафу связи предусмотрена установка:

- управляемый коммутатор 3 уровня, Eltex mes2300d-24p;

Изм. инв. №	Для организации основного канала связи по ВОЛС предусмотрено строительство ВОЛС между ПС 35 кВ Пляжная и ПС 110 кВ Находка.					
	Подп. и дата	Основными техническими решениями предусмотрена установка оптических кроссов оптических 19" (ШКОС) укомплектованных на 8 FC портов (комплект с розетками и пигтейлами) в проектируемом шкафу расположенном в комнате связи СС ПС 35 кВ Пляжная, а также в существующем шкафу связи ПС 110 кВ Находка.				
		Для организации каналов связи на ПС 35 кВ Пляжная в проектируемом шкафу связи предусмотрена установка:				
Инв. № подл.	– управляемый коммутатор 3 уровня, Eltex mes2300d-24p;					
	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ					
						Лист 10
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	

- АКПШ Континент IPC-10 (IPC-R10);
- LTE маршрутизатор IRZ Ruh.

Для организации каналов связи на ПС 110 кВ Находка в существующем шкафу связи предусмотрена установка:

- маршрутизатор Eltex ESR-31;
- АКПШ Континент IPC-10 (IPC-R10);
- LTE маршрутизатор IRZ Ruh.

Проектируемый шкаф СС размещается в ОПУ на ПС 35 кВ Пляжная.

Для организации канала связи предусматривается установка кроссового оборудования, оборудования маршрутизации, а также коммутационного оборудования. В качестве канального оборудования планируется установка на ПС 35 кВ Пляжная маршрутизатора Eltex ESR-1500.

Подключение проектируемых сервисов и сетей обеспечивается коммутатором Ethernet Eltex mes2300d-24p, устанавливаемым на ПС 35 кВ Пляжная и образующими абонентский сегмент сети связи.

В целях обеспечения защиты технологической информации, передаваемой по локальной вычислительной сети, технологическая сеть передачи данных выделена в отдельный сегмент виртуальной локальной вычислительной сети (VLAN).

Для организации основных каналов связи и телемеханики, АИИС КУЭ, используется проектируемая ВОЛС.

Для организации резервного канала телемеханики, используется передача данных по технологии GSM.

В качестве оборудования волоконно-оптических систем передачи (ВОСП) на ПС 35 кВ Пляжная устанавливаются мультисервисные платформы доступа, построенные на основе коммутационного и маршрутизирующего оборудования по технологии Metro Ethernet. Необходимое количество каналов информационного взаимодействия до ДП/ДЦ, организуется по двум независимым трассам.

В состав комплекса ВОЛС входит:

- система передачи;
- транспортное оборудование, оборудование подключения пользовательских систем, система управления, оборудование электропитания и электрической защиты, монтажно-сборочное оборудование, включая стойки, кроссы, кабели, монтажные принадлежности и т.п., контрольно-измерительное оборудование, запасные части и принадлежности.

Для передачи данных телемеханики в существующую технологическую сеть связи, предусматривается передавать информацию по протоколу 60870-5-104.

Инт. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ				11

Для устойчивого функционирования сетей предусмотрено питание от системы гарантированного и бесперебойного электропитания и соответствовать в отношении надежности энергоснабжения - первой категории.

Электропитание оборудования связи и ССПИ в ОПУ осуществляется от двух независимых систем гарантированного питания (СГП), см. п 7.

Таблица 6.2 - Ведомость оборудования связи

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Производитель	Кол-во	Ед. изм
	Оборудование ПС 35 кВ Пляжная				
1.	Шкаф телекоммуникационный напольный 42U (600 × 800) дверь стекло, в составе:	ШТК-М-42.6.8-1AAA	ЦМО	шт	1
1.1.	Верт блок розеток Rem-16, 1×16А, авт, 25S, 1820мм, 42-48U, шнур 3м	R-16-25S-A-1820-3	ЦМО	шт	2
1.2.	Гор блок розеток Rem-16, 1×16А, амп, 8S, 19", шнур 3м	R-16-8S-Am-440-3	ЦМО	шт	1
1.3.	Горизонтальный кабельный органайзер 19" 1U, 6 колец	ГКО-1-6	ЦМО	шт	5
1.4.	Панель осветительная светодиодная	R-LED-220	ЦМО	шт	1
1.5.	Комплект проводов заземления для шкафа ШТК-М, универсальный	ПЗ-ШТК-М	ЦМО	шт	1
1.6.	Комплект монтажный № 2 (винт, шайба, гайка с защелкой), упаковка 50 шт.	КМ-2-50	ЦМО	шт	1
1.7.	Комплект щеточного ввода в шкаф, универсальный	КВ-Щ-55.420А	ЦМО	шт	1
1.8.	Фальшпанель в шкаф 19" 1U	ФП-1		шт	7
1.9.	Фальшпанель в шкаф 19" 3U перфорированная	ФП-3.4	ЦМО	шт	9
1.10.	19" панель с DIN-рейкой для установки коммутаторов	STK-RACKMNT-2955	ЦМО	шт	1
1.11.	Кросс оптический, укомплектованный	ШКОС-М-1U/2-8-FC/ST 8-FC/D/SM 8-FC/UPC	ЗАО «ССД»	тш	1
1.12.	Коммутатор доступа	mes2300d-24p	Eltex	шт	1
1.13.	Блок питания	PM380-220/56	Eltex	шт.	2
1.14.	SFP модуль WDM, 1.25 G, TX 1310 нм, RX 1550 нм, LC, DDM, 20 км	FH-SB3512CDL20	Eltex	шт.	2
1.15.	IP телефон, PoE	GXP1615	Grandstream	шт	2
1.16.	АПКШ "Континент". Версия 3.9. Аппаратная платформа IPC-10	K3-10-HW-KC-SP1Y	ООО «Глобал АйТи»	шт	1

ИИИВ. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ	Лист
							12
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Изм. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

					15
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Производитель	Кол-во	Ед. изм
1.17.	Монтажный комплект для АПКШ "Континент" IPC10	LN-010A	ООО «Глобал АйТи»	шт	1
1.18.	Блок питания 24В DC 60Вт 4.5А на DIN рейку	DA-60-12	Доступная автоматика	шт	1
1.19.	LTE маршрутизатор	R11-L.W	iRZ	шт	1
1.20.	Антенна 700-2700 МГц	ЛИДЕР-М	iRZ	шт	1
1.21.	Переключатель резервного питания	ПРП-1	ООО «АТС-Конверс»	шт.	1
2.	Оборудование ПС 110 кВ Находка				
2.1.	Сервисный маршрутизатор	ESR-31	Eltex	шт	1
2.2.	Блок питания	PM65-220/12	Eltex	шт	2
2.3.	АПКШ "Континент". Версия 3.9. Аппаратная платформа IPC-10	K3-10-HW-KC-SP1Y	ООО «Глобал АйТи»	шт	1
2.4.	Монтажный комплект для АПКШ "Континент" IPC10	LN-010A	ООО «Глобал АйТи»	шт	1
2.5.	Блок питания 24В DC 60Вт 4.5А на DIN рейку	DA-60-12	Доступная автоматика	шт	1
2.6.	LTE маршрутизатор	R11-L.W	iRZ	шт	1
2.7.	Антенна 700-2700 МГц	ЛИДЕР-М	iRZ	шт	1
2.8.	Кросс оптический, укомплектованный	ШКОС-М-1U/2-8-FC/ST 8-FC/D/SM 8-FC/UPC	ЗАО «ССД»	тш	1
Кабельная продукция					
3.	Кабель оптический	ДПТнг(А)-HF 8 У (1 х 8) 7 кН	ЗАО «ССД»	м	450
4.	Кабель силовой	ВВГнг(А)-FRLS 3х2,5	ЗАО "ПЛАСТКОМ"	м.	20
5.	Кабель силовой	ВВГнг(А)-FRLS 3х1,5	ПО "Уралсталь"	м.	16
					Лист
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ					13
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

7 Система сбора и передачи информации

Настоящим проектом предусмотрено создание системы сбора и передачи информации (далее - ССПИ) на ПС 35 кВ Пляжная.

Целью создания ССПИ является:

- обеспечение непрерывной наблюдаемости основного оборудования и хода технологического процесса приема и распределения электрической энергии ПС 35 кВ Пляжная;
- снижение числа аварийных ситуаций и отклонений режимных параметров от плановых (допустимых) в работе за счет осуществления мониторинга основного оборудования, релейных защит ПС 35 кВ Пляжная;
- своевременное обнаружение неисправностей или аварий и оповещение о них обслуживающего и ремонтного персонала;
- ускорение ликвидации нарушений и аварий электрооборудования;
- снижение недоотпуска электроэнергии за счет получения оперативной информации о состоянии оборудования и возможности оперативного управления объектом;
- оперативная и аварийная диагностика состояния объекта автоматизации;
- повышение надежности функционирования и управления основного оборудования в нормальных и аномальных (в т.ч. и аварийных) режимах;
- обеспечение персонала ретроспективной технологической информацией для анализа, оптимизации и планирования работы оборудования и его ремонта;
- управления режимами работы и эксплуатации основного оборудования ПС 35 кВ Пляжная;
- расширение функциональных возможностей систем управления подстанцией за счет использования возможностей современных средств микропроцессорной техники и информационных технологий;
- снижение затрат на техническое обслуживание.

Согласно Техническим требованиям на выполнение проектно-изыскательских работ, проектируемый комплекс телемеханики (ССПИ) должен быть совместимым (однотипным) с большей частью устройств телемеханики, использующихся на подстанциях Заказчика. В связи с этим требованием, основными техническими решениями предусматривается установка на ПС шкафа КП типа «Исеть-2».

ССПИ «Исеть 2» обеспечивает:

- сбор, обработку и хранение информации о состоянии датчиков дискретных сигналов;
- сбор, обработку и хранение информации сигналов (ТС) и измерений (ТИ) от цифровых устройств (датчиков, устройств защиты и автоматики) по физическим каналам Ethernet, RS-232 и RS-485;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 14
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ			

- Диагностику функционирования программно-аппаратных средств комплекса, контроль работоспособности каналов приема и передачи данных.

Формат А4

Изм.	Колуч	Лист	Модок	Подп.	Дата

Формат А4

осуществляют фильтрацию дребезга и защищены от электромагнитных помех.

Дискретные выходы обеспечивают телеуправление, а также могут быть настроены на срабатывание по логическому выражению.

Связь шкафа ССПИ с МИП предусматривается по интерфейсу RS-485 в протоколе МЭК 870-5-101, с использованием серверов портов 16хRS-485

Проектом предусматривается выполнение в полном объеме сбора телесигнализации со всех выключателей присоединений 35, 10 кВ (выключатели, выключатели реклоузера 35 кВ). Также предусматривается сбор аварийных и предупредительных сигналов (АПТС) с проектируемых шкафов и терминалов релейных защит.

Тип сигналов положения коммутационных аппаратов – «сухой контакт», Подключение телесигнализации производится по двум дискретным входам, отдельные входы на положение коммутационных аппаратов «включено» и «отключено».

Сигналы из терминалов релейных защит поступают в систему ССПИ по цифровым интерфейсам RS-485 в протоколе Modbus, с использованием серверов портов MOXA Nport CN2650-16-2AC, которые предусматриваются в составе шкафа СС.

Телеуправление на подстанции предусматривается всеми выключателями присоединений 35, 10 кВ.

Основные технические решения по ССПИ для Варианта 2

В качестве устройств сопряжения с объектом (УСО) и МИП на вводах 35, 10 кВ, отходящих линиях 10 кВ (2 шт) основными техническими решениями предусматривается использование встроенного в реклоузеры 35 и 10 кВ модуля управления выключателем с функциями РЗА и счетчика электрической энергии. Система измерения также включает в себя датчики тока и напряжения. Дополнительные МИП не устанавливаются.

Модули управления выключателем с функциями РЗА и счётчика электроэнергии (далее по тексту – модули управления) предназначены для измерений и учёта активной и реактивной электрической энергии, выполнения функций релейной защиты и автоматики, регистрации и осциллографирования предаварийных и аварийных событий, мониторинга параметров сети (силы и напряжения переменного тока, частоты переменного тока), информационного обеспечения пунктов диспетчерского контроля оборудования электросетей и подстанций, управления коммутационными модулями внутренней и наружной установки.

Модуль управления реализует функцию микропроцессорного измерительного преобразователя трансформаторного включения в трехфазной трехпроводной сети. Измерения выполняется с учетом коэффициентов трансформации и на основании значений, измеряемых датчиками тока и напряжения.

Модули управления, датчики тока и напряжения являются средствами измерения

Взам. инв. №	осциллографирования предаварийных и аварийных событий, мониторинга параметров сети (силы и напряжения переменного тока, частоты переменного тока), информационного обеспечения пунктов диспетчерского контроля оборудования электросетей и подстанций, управления коммутационными модулями внутренней и наружной установки. Модуль управления реализует функцию микропроцессорного измерительного преобразователя трансформаторного включения в трехфазной трехпроводной сети. Измерения выполняется с учетом коэффициентов трансформации и на основании значений, измеряемых датчиками тока и напряжения. Модули управления, датчики тока и напряжения являются средствами измерения						Лист
	Подп. и дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ					
Инв. № подл.	Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	

установленного типа, и внесены в госреестр средств измерений РФ (ФГИС Аршин).

Связь шкафа ССПИ с модулями управления реклоузеров предусматривается по интерфейсу RS-485 в протоколе МЭК 870-5-101, с использованием серверов портов 16xRS-485

Проектом предусматривается выполнение в полном объеме сбора телесигнализации со всех выключателей присоединений 35, 10 кВ (выключатели реклоузеров 35 кВ), а также сбор аварийных и предупредительных сигналов (АПТС) с модулей управления реклоузерами по цифровому интерфейсу.

Электропитание оборудования связи и ССПИ

Электропитание оборудования связи и ССПИ в ОПУ осуществляется от двух независимых систем гарантированного питания (СГП).

Для питания оборудования ССПИ и связи предусматривается установка двух шкафов ИБП (основной и резервный) с ИБП OnePower Pro ATS 3000 R-E производства АТС-Конверс г.Псков, с 6-ю внешними АКБ LEOCH DJM 1245 емкостью по 45 А/ч каждый (общее напряжение 72 В) в каждом шкафу. Размеры шкафов – 42U, 2200x600x800мм (ВxШxГ) с перфорированными передней и задней дверями.

Каждый шкаф ИБП оснащается устройством АВР типа AVR-02, панелями распределения гарантированного и не гарантированного питания, блоком контроля на МИП SATEC, УЗИП.

Подключение шкафов ИБП предусматривается от двух секций шин ЩСН, через схему АВР и УЗИП. АВР выполняется на базе контроллера AVR-02 и МИП ЭНИП-2. МИП ЭНИП-2 соединяется по интерфейсу RS-485 с оборудованием телемеханики.

ИБП оснащаются встраиваемым WEB/SNMP-адаптером типа WEBtel II ES AUX для обеспечения мониторинга параметров ИБП по сети. К WEB/SNMP-адаптерам подключаются датчики температуры и влажности HTS-100D. Мониторинг параметров ИБП осуществляется по протоколу SNMP.

В качестве переключателя резервного питания в шкафу ИБП предусматривается модуль ПРП-1.

В составе шкафов предусматриваются модули вентиляции со встроенным термостатом, все свободное пространство с лицевой стороны закрывается фальш-панелями. Сборка АВР и панелей распределения выполняются на четырех 3U панелях с DIN-рейкой.

Устройства связи и ССПИ, имеющие два блока питания, подключаются на основной и резервный шкафы ИБП. Устройства, имеющие один блок питания, подключаются к основному и резервному шкафу ИБП через блок переключателя резервного питания типа ПРП-1. Блоки ПРП-1 устанавливаются в каждый шкаф ССПИ и связи.

ПРП-1 обеспечивает безобрывное автоматическое переключение электропитания подключенных к его выходу потребителей с основного питающего ввода на резервный и обратно

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

при пропадании или недопустимом отклонении параметров напряжения.

ПРП-1 имеет третий вход и ручной переключатель обводной цепи, позволяющий вручную переключать электропитание подключенных к его выходу потребителей на источник электроэнергии, подключенный к третьему входу. Наличие третьего входа позволяет создавать на основе ПРП-1 систему последовательного резервирования двух ИБП, в которой первый ИБП подключен к основному входу ПРП-1, второй ИБП к резервному входу ПРП-1, а третий вход ПРП-1 к независимому источнику переменного тока.

Питание МИП в ячейках ЗРУ 10 кВ (для Варианта 1) обеспечивается от панели гарантированного питания в шкафу ССПИ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										19
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ				19

Основные технические решения, обеспечивающие функции релейной защиты и автоматики предусмотрены в соответствии с требованиями отраслевой НТД и организационно распорядительных документов.

Для синхронизации времени и удаленного снятия осциллограмм планируется организация локальной сети РЗА, с доступом к серверу РЗА на ПС 110 кВ А, согласно ТТ.

Таблица 8.1 - Состав устройств РЗА для приоритетного варианта принципиальной схемы (варианта №1)

Тип	Место установки	Кол-во	Тип комплектов	Кол-во	Выполняемые функции
Шкаф защиты и автоматики силового трансформатора	ОПУ, шкаф 1Р	1	Комплект осн. защ. тр-ра	1	ДЗТ, МТЗ НН, ГЗ Т, ГЗ РПН, ЗП, технолог. защиты
			Комплект рез. защ. силового тр-ра и АУВ ВЛ 35 кВ	1	МТЗ ВН, ГЗ Т, ГЗ РПН, АУВ
			Комплект АРКТ	1	Автоматика РПН
Шкаф ЦС	ОПУ, шкаф 2Р	1	Комплект ЦС	1	ЦС
АЧР	КРУН 10 кВ, яч. ТН	-	Комплект АЧР	1	АЧР/ЧАПВ
Защита и автоматика управления ВВ 10 кВ	КРУН 10 кВ, яч. ВВ 10 кВ	-	Комплект защиты и АУ ВВ 10 кВ	1	МТЗ, УРОВ, ЗМН, АУВ, ЛЗШ
Защита и автоматика управления КЛ 10кВ	КРУН 10 кВ, яч. КЛ 10 кВ	-	Комплект защиты и АУВ КЛ 10 кВ	2	ТО, МТЗ, УРОВ, АУВ
Защита шин 10 кВ	КРУН 10 кВ	-	-	-	ЗДЗ

Для функций защиты и автоматики силовых трансформаторов проектом предусматривается установка трех комплектов на базе МП терминалов: комплект основной защиты силового трансформатора, комплект резервной защиты и автоматики управления выключателем (АУВ) ВЛ 35 кВ, комплект автоматики регулирования коэффициента трансформации силового трансформатора (АРКТ).

Комплект основной защиты силового трансформатора выполняет следующие функции:

- дифференциальная токовая защита трансформатора (ДЗТ);
- максимальная токовая защита стороны НН (МТЗ НН);
- блокировка РПН по току (при перегрузке);

						ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата		20

- защита от перегрузки (ЗП);
- управление обдувом;
- прием технологических сигналов от датчиков трансформатора.

- МТЗ ВН;
- ГЗ Т, ГЗ РПН;
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- контроль цепей электромагнитов управления. При использовании реклоузера выключателя 35 кВ контроль целостности цепей ЭМ выполняется в контроллере (КЗ в цепи ЭМ, обрыв в цепи ЭМ, отказ включения/отключения, низкая емкость АБ,

При этом сигнал «неисправность» от нормально замкнутых контактов необходимо подать к дискретному входу МП терминала резервных защит и АУВ 35 кВ. Техническое решение по реализации зависит от типа выбранного первичного и вторичного оборудования и согласовывается на стадии рабочей документации. Если конструкция выбранного реклоузера не предусматривает наличие контроллера или блока управления, то применяется функция защиты от многократного протекания токов в ЭМО, ЭМВ МП терминала резервных защит и АУВ 35 кВ.

Комплект АРКТ выполняет следующие функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- управление приводом РПН;
- контроль положения РПН;
- контроль исправности привода РПН.

Для защиты и автоматики ВВ 10 кВ используется комплект на базе МП терминала, выполняющий следующие функции:

- МТЗ;
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- АУВ;
- устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ);
- защита минимального напряжения (ЗМН).

8.3 Защита и автоматика КЛ 10 кВ

- токовая отсечка (ТО);
- МТЗ;
- АУВ;
- сигнализация замыканий на землю (СЗЗ);
- УРОВ.

8.4 Защита шин 10 кВ

Проектом предусматривается установка устройств ЗДЗ на базе МП терминала. Оптические датчики ЗДЗ реагируют на дуговые замыкания в отсеках ячеек КРУН 10 кВ и выполняют отключение соответствующего выключателя. Для исключения ложных срабатывания дуговой защиты предусматривается контроль по току и по напряжению $3U_0$.

Для организации логической защиты шин 10 кВ предусматривается быстродействующая ступень МТЗ ВВ 10 кВ и СВВ 10 кВ, срабатывающая при замыкании на шинах. При повреждении на КЛ 10 кВ ЛЗШ блокируется сигналом «Пуск МТЗ». Организация ЛЗШ предусматривается по последовательной схеме для возможности контроля обрыва цепей.

8.5 Центральная сигнализация

В качестве шкафа центральной сигнализации используется шкаф с МП терминалом. В шкафу организуется два участка центральной сигнализации: первый – оборудование ОРУ 35 кВ, второй – оборудование КРУН 10 кВ. Для каждого участка организуются импульсные шинки аварийной и предупредительной сигнализации, а так же сбор дискретных сигналов.

						ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ	Лист
							22
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

8.6 Управление, сигнализация и оперативное питание

Управление коммутационными аппаратами в основном режиме предусматривается по каналам телемеханики. Для резервного управления выключателями предусматривается установка оперативных ключей на фасадах шкафов защит и автоматики и в ячейках КРУН 6 кВ. Питание оперативным током шкафов РЗА осуществляется от ЩПТ.

8.7 Кабельное хозяйство РЗА

Согласно требованиям по электромагнитной совместимости проектом предусматривается использование контрольных экранированных кабелей. Экраны кабелей должны заземляться в местах концевой разделки.

Согласно требованиям по пожарной безопасности используются кабели с изоляцией не распространяющей горение, с низким дымо- и газовыделением, с индексом пожарной безопасности А. Марка используемых кабелей – КВВГЭнг(А)-LS.

8.8 Регистрация аварийных событий (РАС)

Регистрация и осциллографирование аварийных событий предусматривается в составе МП терминалов защит. Для синхронизации по времени осциллограмм аварийных событий предусматриваются технические решения по приёму метки единого времени от системы телемеханики.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

9 Учет электроэнергии

Настоящим проектом предусмотрено создание автоматизированной системы учета электрической энергии ПС 35 кВ Пляжная.

Целью создания системы является:

- Обеспечение коммерческого и технического учета принятой/переданной электроэнергии и мощности по присоединениям 35, 10 кВ, а также 0,4 кВ ТСН;
- исключение хищения и снижение потерь электроэнергии;
- контроль соблюдения заданного режима потребления потребителями электроэнергии;
- использование полученных данных о приёме/передаче электроэнергии для решения расчётных, технических, технико-экономических и статистических задач.

Организация учета электрической энергии выполняется в соответствии с гл. 1.5 ПУЭ и гл.10 Постановления правительства от 4 мая 2012 г. №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии....».

Перечень точек учета электроэнергии приведен в Таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Перечень точек учета электроэнергии

№ точки учета	№ ячейки	Наименование точки учета (присоединение)	ТТ		ТН		Класс точности счетчика	Примечание
			Класс точности	Ктт	Класс точности	Ктн		
PIK1	-	Ввод 35 Т-1	0,2S	200/5	0,2	35000/100	0,5S	
PIK2	-	Ввод 10 Т-1	0,5S	1000/5	0,5	10000/100	0,5S	
PIK3	-	ОЛ1	0,5S	200/5	0,5	10000/100	0,5S	
PIK4	-	ОЛ2	0,5S	200/5	0,5	10000/100	0,5S	
PIK5		ЩСН	0,5S	*	-	-	0,5S	
PIK6		ЩСН	0,5S	*	-	-	0,5S	

*- коэффициенты трансформации ТТ будут определены/уточнены на стадии разработки проектной документации.

Проектируемое оборудование для учета электрической энергии должно быть из числа внесенных в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в РФ, и удовлетворять требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 №890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)».

Основными техническими решениями предусматривается организация автоматизированной передачи данных в цифровую облачную платформу энергоданных ПАО «РусГидро». Физическая изоляция технологического сегмента сети передачи данных (телемеханики и РЗА) от корпоративного (АИИС КУЭ) обеспечивается выбором канала связи для передачи данных АИИС КУЭ – 3G/LTE-канал связи сотового оператора.

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ

Лист

24

Основные технические решения по учету электроэнергии для Варианта 1

Проектом предусматривается установка счетчиков электрической энергии на вводах 35, 10 кВ, отходящих линиях 10 кВ (2 шт) и ТСН-1, ТСН-2.

Счетчик электрической энергии является трехфазным трансформаторного или непосредственного включения, предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии, мощности, частоты напряжения, коэффициентов активной и реактивной мощностей, углов между векторами фазных напряжений и векторами фазных токов и напряжений, среднеквадратического значения напряжения, силы тока.

Проектируемые счетчики имеют возможность организации многотарифного учета электроэнергии с передачей накопленной информации через оптопорт, интерфейс RS485, радио, PLC или GSM/GPRS модемы.

В проектируемом ОПУ предусматривается установка навесного шкафа учета, в котором размещается следующее оборудование:

- 4G-роутер, оснащенный 2-мя портами RS-485 и портом Ethernet;
- Прибор учета ввода 35 кВ и ТСН-1 класса точности 0,5S/1,0;
- Однофазное АВР;
- Источник бесперебойного питания мощностью 1000 ВА;
- Устройства защиты интерфейсов, автоматические выключатели, клеммы

Размеры проектируемого шкафа учета – 600х600х250 (ВхШхГ).

Приборы учета присоединений 10 кВ устанавливаются на дверцах релейных отсеков ячеек 10 кВ, класс точности – 0,5S/1,0.

Приборы учета потребления собственных нужд подстанции по стороне 0,4 кВ устанавливаются в шкафах ЩСН. Класс точности – 0,5S/1,0.

Резервное питание приборов учета организуется от ИБП проектируемого шкафа учета.

Приборы учета подключаются к 4G-роутеру по интерфейсу RS-485, протокол СПОДЭС.

Основные технические решения по учету электроэнергии для Варианта 2

В качестве приборов учета на вводах 35, 10 кВ, отходящих линиях 10 кВ (2 шт) основными техническими решениями предусматривается использование встроенного в реклоузеры 35 и 10 кВ модуля управления выключателем с функциями РЗА и счетчика электрической энергии. Система измерения также включает в себя встроенные маломощные трансформаторы тока и напряжения.

Модули управления выключателем с функциями РЗА и счётчика электроэнергии (далее по тексту – модули управления) предназначены для измерений и учёта активной и реактивной электрической энергии, выполнения функций релейной защиты и автоматики, регистрации и осциллографирования предаварийных и аварийных событий, мониторинга параметров сети (силы и напряжения переменного тока, частоты переменного тока), информационного

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ

Лист

25

обеспечения пунктов диспетчерского контроля оборудования электросетей и подстанций, управления коммутационными модулями внутренней и наружной установки.

Модуль управления реализует функцию трехфазного счетчика электроэнергии трансформаторного включения в трехфазной трехпроводной сети. Учет электроэнергии выполняется с учетом коэффициентов трансформации и на основании значений, измеряемых фазными маломощными трансформаторами тока и напряжения. Модуль управления выполняет учет активной и реактивной электрической энергии в прямом (прием) и обратном (отдача) направлении нарастающим итогом с момента изготовления.

Модули управления, маломощные трансформаторы тока и напряжения являются средствами измерения установленного типа, и внесены в госреестр средств измерений РФ (ФГИС Аршин).

Приборы учета потребления собственных нужд подстанции по стороне 0,4 кВ (ТСН-1, ТСН-2) устанавливаются в шкафах ЩСН в ОПУ. Класс точности – 0,5S/1,0.

В проектируемом ОПУ предусматривается установка навесного шкафа учета, в котором размещается следующее оборудование:

- 4G-роутер, оснащенный 2-мя портами RS-485 и портом Ethernet;
- Однофазное АВР;
- Источник бесперебойного питания мощностью 1000 ВА;
- Устройства защиты интерфейсов, автоматические выключатели, клеммы

Размеры проектируемого шкафа учета – 600х600х250 (ВхШхГ).

Приборы учета потребления собственных нужд подстанции по стороне 0,4 кВ устанавливаются в шкафах ЩСН. Класс точности – 0,5S/1,0.

Резервное питание приборов учета организуется от ИБП проектируемого шкафа учета.

Модули управления реклоузеров и приборы учета в ЩСН подключаются к 4G-роутеру по интерфейсам RS-485, протокол СПОДЭС.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ	Лист
							26
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

10 Кабельное хозяйство

Для прокладки контрольных и силовых до 0,4 кВ кабелей проектом предусматривается устройство наземной кабельной трассы (ж/б лотки).

Питание электроприемников собственных нужд 0,4 кВ осуществляется кабелями с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением, не распространяющим горение при групповой прокладке, диапазон температуры окружающей среды -50/+50 °С (с индексом -LS), класс пожарной безопасности кабеля (А).

Питание электроприемников постоянного оперативного тока осуществляется кабелями с медными жилами и медным экраном с изоляцией из ПВХ пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением, не распространяющим горение при групповой прокладке, диапазон температуры окружающей среды -50/+50 °С (с индексом -LS), класс пожарной безопасности кабеля (А).

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ	Лист
							27
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

11 Заземление

Заземляющее устройство ПС предусматривается в виде сетки из продольных и поперечных горизонтальных заземлителей из полосовой.

Новые горизонтальные заземлители выполняются из оцинкованной полосовой стали 5х40 мм и укладываются в траншеи на глубину 0,7 м на ребро. В качестве вертикальных заземлителей приняты уголки 50х50х5 мм длиной 3 м.

Соединения горизонтальных заземляющих проводников выполняются только электродуговой сваркой. Сварной шов должен быть сплошным. Длина «нахлеста» должна быть не менее двойной ширины полосы заземления.

Для защиты от коррозии необходимо воспользоваться защитным покрытием мест входа в грунт и мест сварных соединений (грунтовочный слой - композиция ЦИНОЛ, два покрывных слоя - композиция АЛПОЛ) - у мест входа в грунт – на 20 см выше и ниже поверхности грунта, в местах сварных соединений – полностью сварной шов и на 5-10 см в обе стороны от сварного шва.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ	Лист
							28

Лист регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

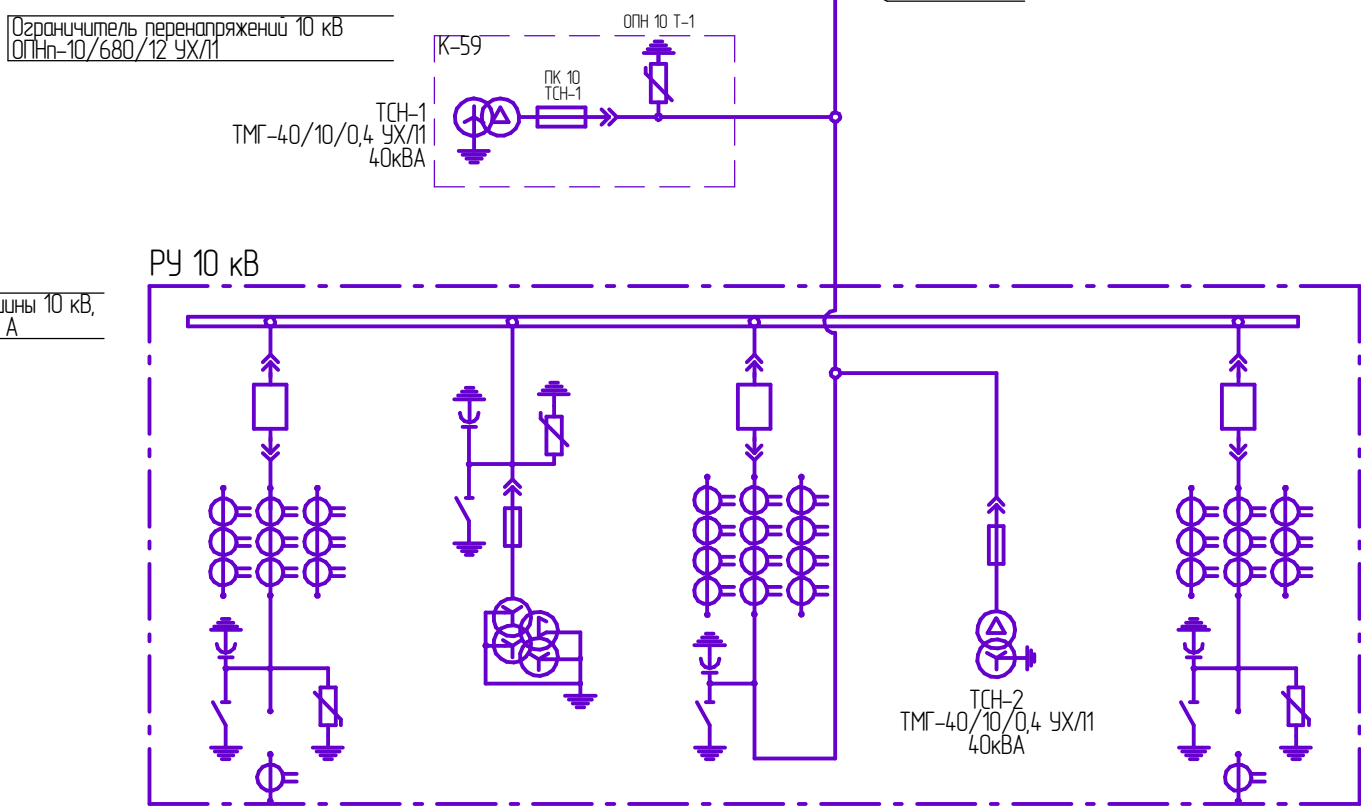
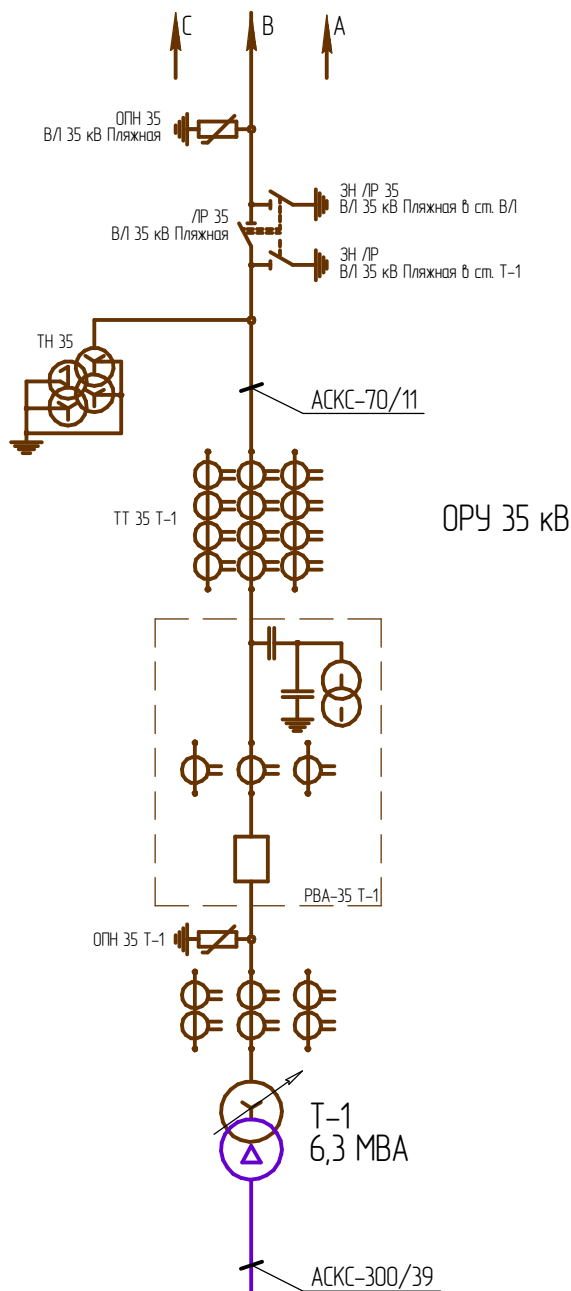
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ТЧ

Лист

29

Наименование присоединения	ВЛ 35 кВ Пляжная
Тип провода, Длительный допустимый ток линии, А	АСКС-70/11 (I _{дл} =265А)

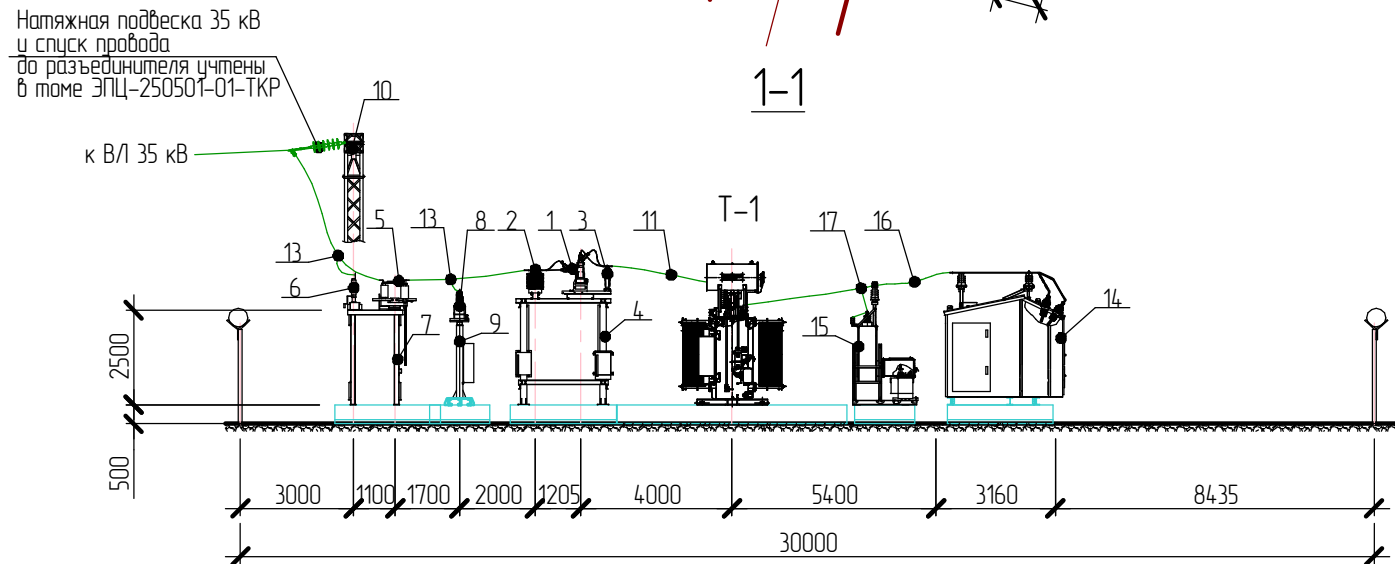
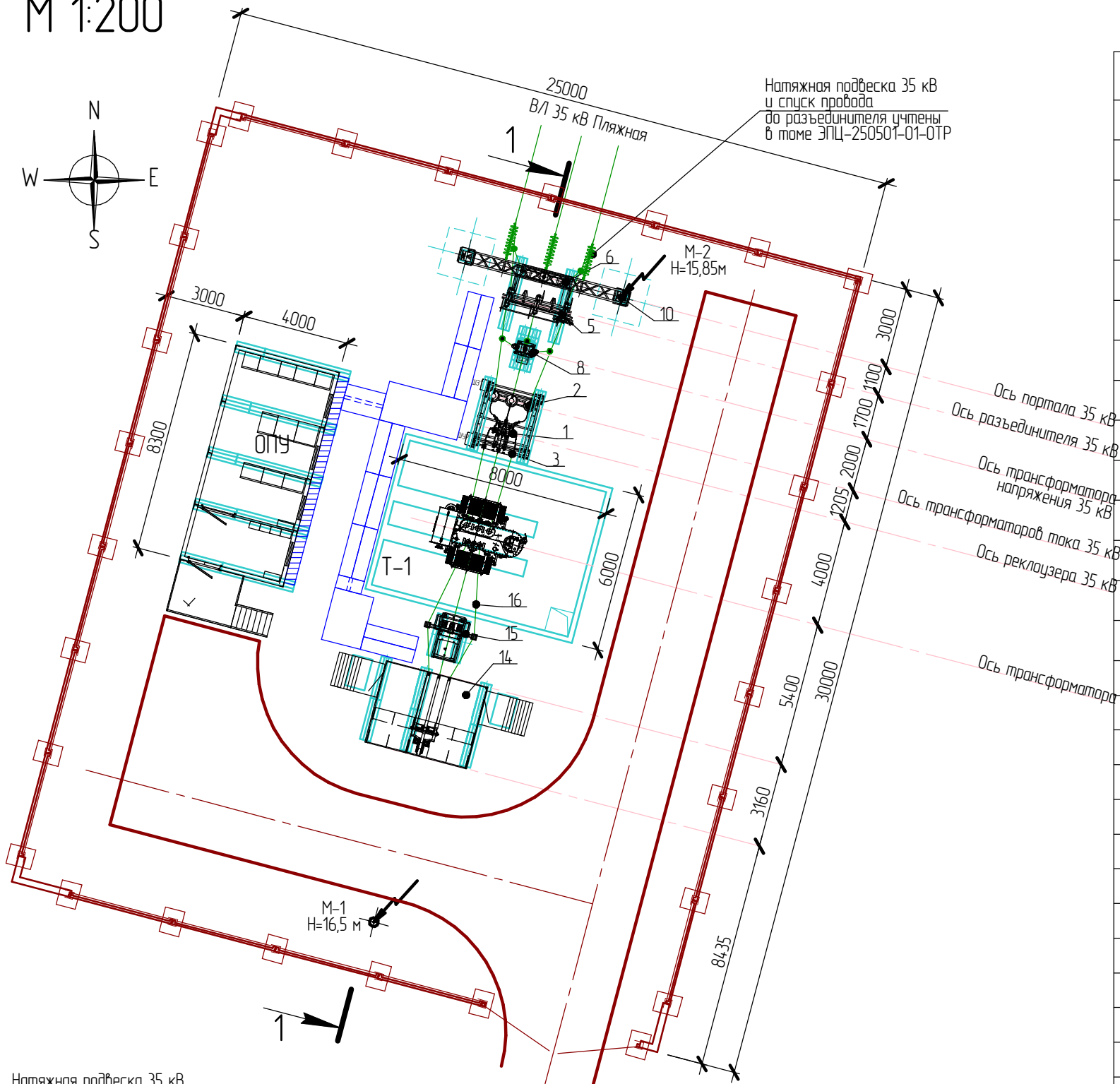
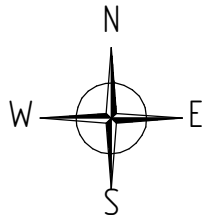
Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-ПК-35/42/10/-680 УХЛ1
Разъединитель 35 кВ трехполюсный горизонтально-поворотного типа с 2-мя ЗН РТПЗ-2-35/1000 УХЛ1, с двигательными приводами ПД СЭШ-11-90
Трансформатор напряжения 35 кВ антирезонансный НА/ИИ-НТЗ-35-IV УХЛ1 Уном=35; 0,1; 0,1; 0,1 кВ кл. точн. 0,2/0,2/3Р мощн. втор. обм. 30/30/100 ВА
Трансформаторы тока 35 кВ ТОЛ-НТЗ-35-IV 11 УХЛ1 Ктт=150/5 А, кл. точн. 0,5S/0,5S/10PR/10PR мощн. втор. обм. 10/10/30/30 ВА
Реклоузер 35 кВ TER_Rcs35_Smar1_Sub7 Iном=1250 А, Iоткл=20 кА
Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-ПК-35/42/10/-680 УХЛ1
Встроенные трансформаторы тока ТВ-35, коэф.транс. 100-150-200/5 А, кл. точн. 10Р, коэф.транс. 100-150-200/5 А, кл. точн. 10Р
Трансформатор силовой двухобмоточный трехфазный ТМН-6300/35/10 М1 Sном=6300 кВА, Uном=35±4х2,5%/10,5 кВ гр. соед. обмоток Ун/Д-11; Uк=8%



Номер ячейки	1	2	3	4	5
Наименование ячейки	0/1	1TH-10	Ввод	ТЧ-2	0/2
Марка выключателя/предохранителя	ISM15_LD_8	ПКН -001 -10 УЗ	ISM15_LD_8	ПКТ-101-10-16-20-УЗ	ISM15_LD_8
Характеристики выключателя	Inom=1000 А, Iоткл=20 кА	-	Inom=1000 А, Iоткл=20 кА	-	Inom=1000 А, Iоткл=20 кА
Tun ТТ/ТН	ТО/Л-НТ3-10	НА/ЛИ-НТ3-10	ТО/Л-НТ3-10	-	ТО/Л-НТ3-10
Коэф. трансформации ТТ	200/5	-	600/5	-	200/5
Номинальное напряжение ТН	-	10/0,1/0,1/0,1 кВ	-	-	-
Класс точности ТТ/ТН	0,5S/0,5S/10P	0,5/0,5/3P	0,5S/0,5S/10P/10P	-	0,5S/0,5S/10P
Мощность вторичных обмоток, ВА	5/5/10	225/30/75	5/5/10/10	-	5/5/10
ТТНП	ТЗ/К-НТ3-0,66-205 УХ/12 30/1	-	-	-	ТЗ/К-НТ3-0,66-205 УХ/12 30/1
Tun ОПН	ОПНн-10/680/12-10-II УХ/12	ОПНн-10/680/12-10-II УХ/12	-	-	ОПНн-10/680/12-10-II УХ/12

						ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ1			
						Строительство ПС 35 кВ Пляжная, строительство ответвления от ВЛ 35 кВ Находка – Связь до проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным кабелем сечением не менее 70 мм ² ориентировочной протяженностью 3,5 км			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Тишко			06.25		ОТР		1
Н. контр.		Муравьев			06.25	Схема электрическая принципиальная ПС (вариант 1)	ООО «Энергопроект Центр»		

M 1:200



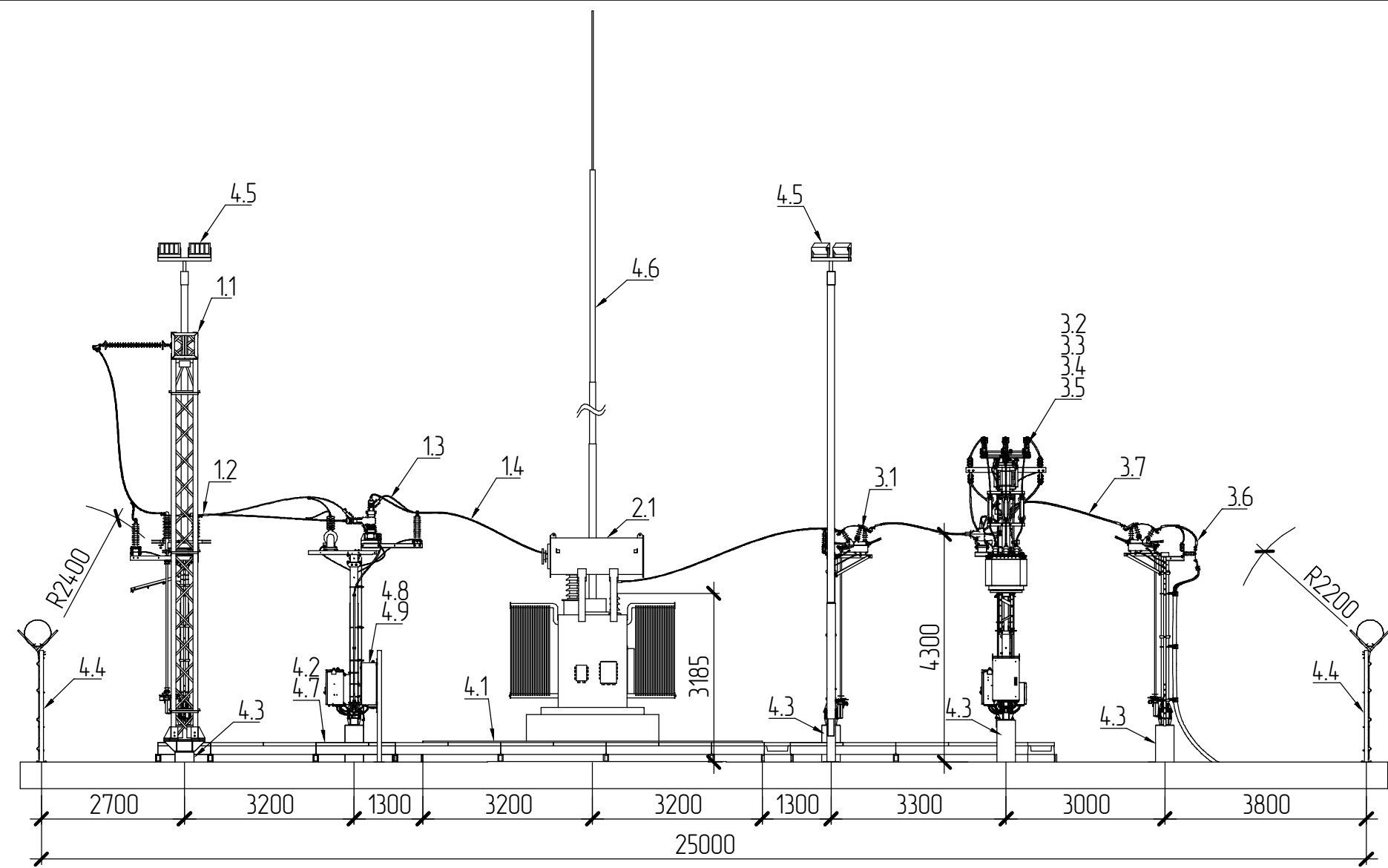
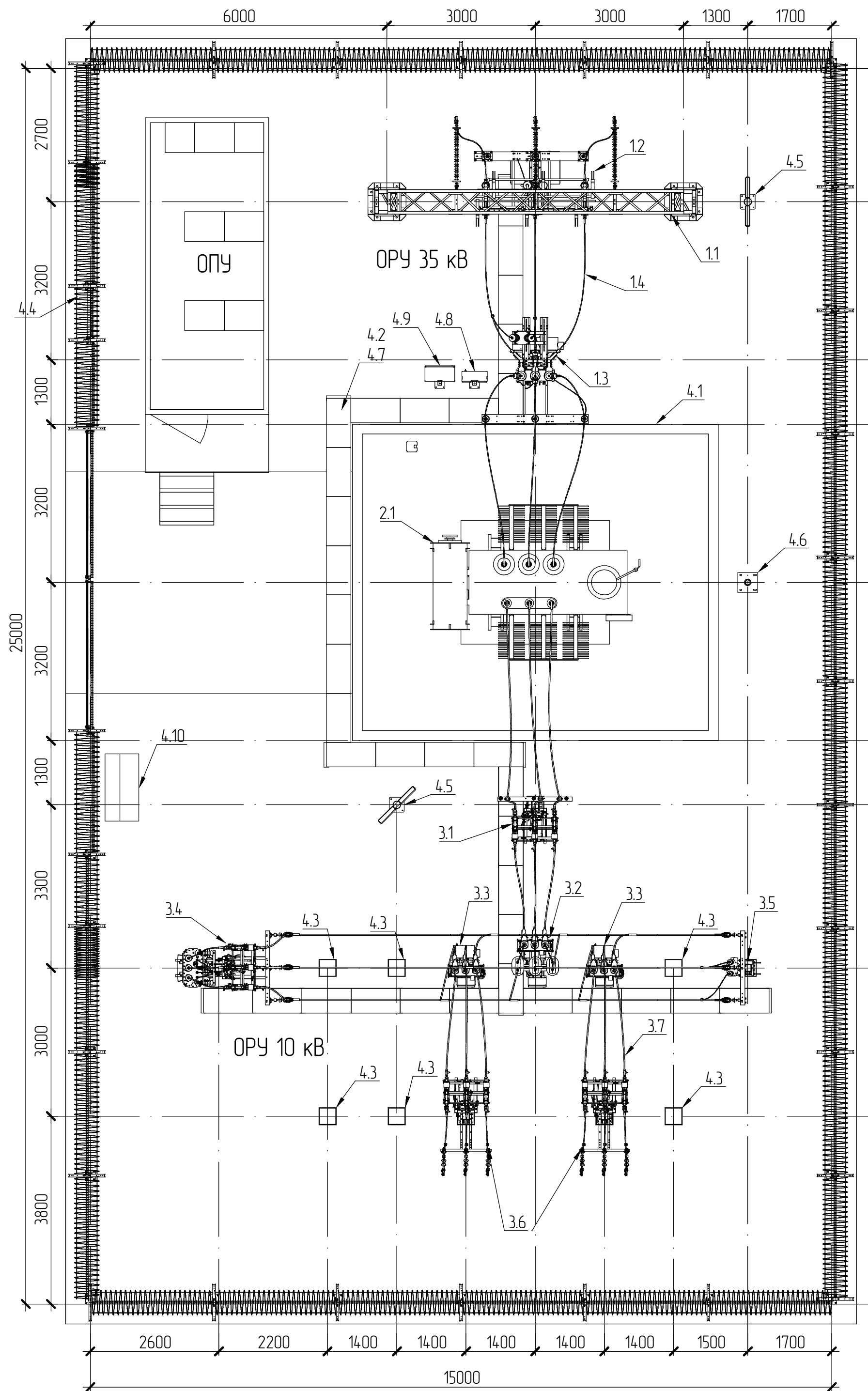
Перечень основного оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
T-1		Трансформатор силовой 6,3 МВА	1	14465	
		ТМН-6300/35/10			
		Оборудование 35 кВ			
		Блок реклоузера 35 кВ в составе:			
1		Реклоузер 35 кВ	1		
2		Трансформатор тока 35 кВ	3		
3		Ограничитель перенапряжений 35 кВ	3		
4		Опорная м/к, Н=2500мм	компл.		
		Блок разъединителя и ОПН 35 кВ в составе:			
5		Разъединитель 35 кВ с 2-мя ЗН	1		
6		Ограничитель перенапряжений 35 кВ	3		
7		Опорная м/к, Н=2500мм	компл.		
		Блок ТН 35 кВ в составе:			
8		Трансформатор напряжения 35 кВ	1		
9		Опорная м/к, Н=2100мм	компл.		
10		Портал 35 кВ	1		
11	ГОСТ 839-80	Провод АСКС-70/11	30м		
12	ТУ 34 49-016-52819896-05	Зажим аппаратный А2А-70-2-Т	27	0,105	
13	ТУ 34 13.10703-91	Зажим ответвительный ОА-70-1	6	0,097	
		Оборудование 10 кВ			
14		КРУ 10 кВ (5 ячеек)	1		
15		Ячейка КРУ-59 отдельная	1		
		с ТСН типа ТМГ-40/10/0,4	1		
		и ОПН-10/680/12 УХЛ1	3		
16	ГОСТ 839-80	Провод АСКС-300/39	30м		
17	ТУ 34 49-016-52819896-05	Зажим аппаратный А2А-300Т-2-Т	27	0,252	
18	ТУ 34 13.10703-91	Зажим ответвительный ОА-300-1	6	0,23	

ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ2

Строительство ПС 35 кВ Пляжная,
строительство ответвления от ВЛ 35 кВ Находка - Связь
до проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным проводом сечением не менее 70 мм²
ориентировочной протяженностью 3,5 км

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Тушко		Шуваев	06.25		ОТР		1
Н. контр.		Муравьев			06.25	План расположения оборудования на ПС. Вариант 1	ООО «Энергопроект Центр»		



Перечень основного оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Приме- чание
Компоненты ОРУ 35 кВ					
1.1		Портал ячейковый ПС35-Я2	1		
1.2		Узел линейного разъединителя 35 кВ	1		
1.3		Узел реклоузера защиты трансформатора	1		
1.4		Комплект проводов и зажимов для ОРУ 35 кВ	1		
Силовой трансформатор					
2.1	ТМН-6300/35/10	Трансформатор силовой 6,3 МВА	1		
Компоненты ОРУ 10 кВ					
3.1		Узел вводного разъединителя	1		
3.2		Узел вводного реклоузера	1		
3.3		Узел реклоузера отходящей линии	2		
3.4		Секционный узел с ТСН	1		
3.5		Узел секционный с ТН	1		
3.6		Узел линейного разъединителя	1		
3.7		Комплект проводов и зажимов для ОРУ 10 кВ	1		
Общеподстанционные компоненты					
4.1		Комбинированный маслоприемник и маслосорник	1		
4.2		Комплект ЖБ лотков для вторичных цепей	1		
4.3		Железобетонная слая 350х350мм	18		
4.4		Комплект сетчатого ограждения	1		
4.5		Стойка освещения	2		
4.6		Молниеотвод МСАП-25	1		
4.7		Комплект цепей вторичной коммутации	1		
4.8		Шкаф питания оперативной блокировки разъединителей	1		
4.9		Шкаф оперативной блокировки разъединителей	1		
4.10		Пожарный щит	1		

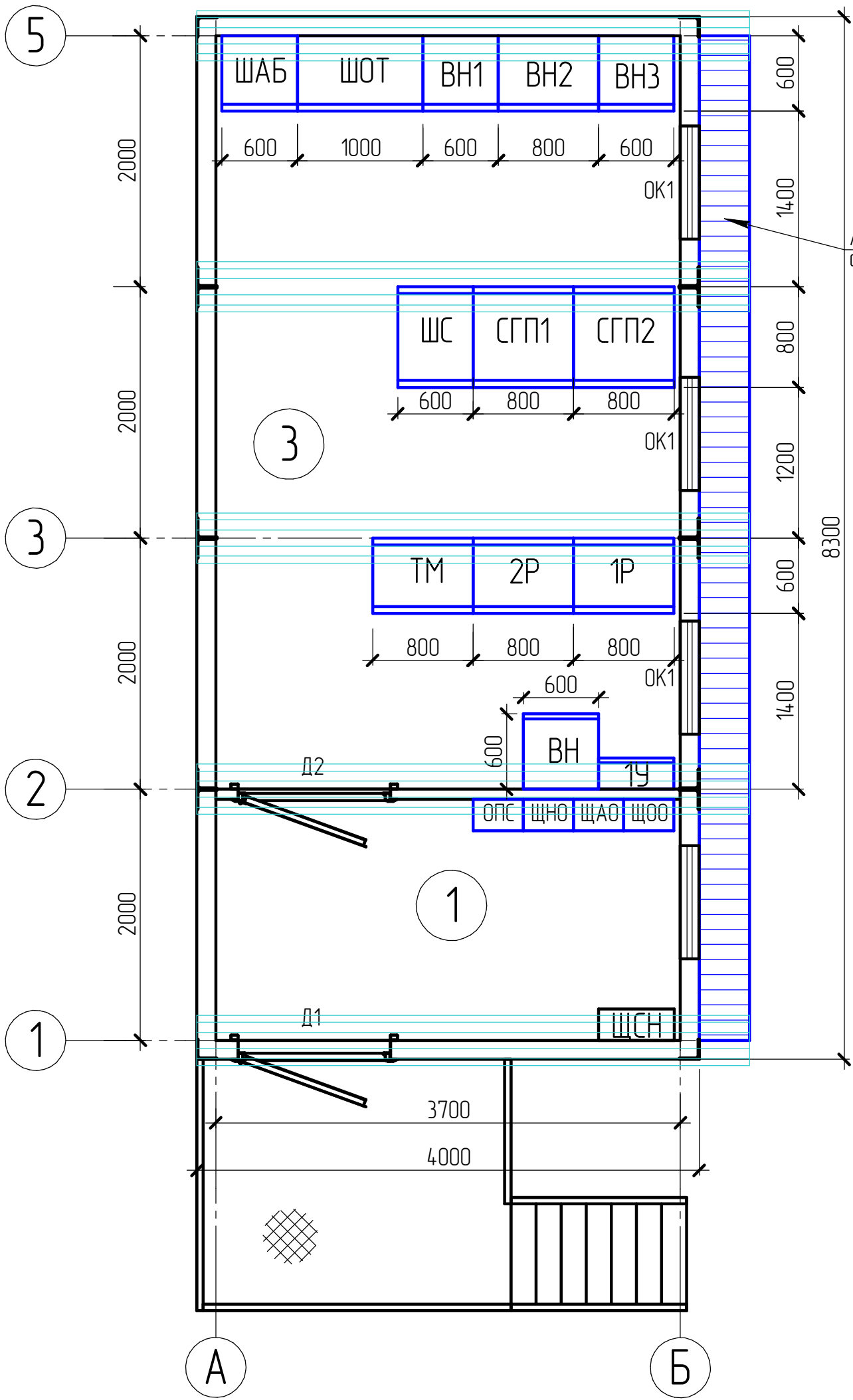
ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ4

Строительство ПС 35 кВ. пляжная,
строительство от ВЛ 35 кВ. Находка - связь
до проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным проводом сечением не менее 70 мм²
ориентировочно протяженностью 3,5 км

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Электротехнические решения		
Разраб.	Тишко	Шуваев	06.25			ОТР	Лист	1
Н. контр.	Муравьев	06.25				План расположения оборудования на ПС. Вариант 2	ООО «Энергопроект Центр»	

Примечания:
1 Более подробное описание решений представлена в приложении Д.

M1:40



Экспликация помещений

Номер помещения	Наименование	Площадь, м²	Кат. помещения	Классификация пожароопасных зон
1	Тамбур	7,1	-	-
2	Помещение панелей	22,1	ВЗ	П-IIa

Лоток лестничный 400x100
с крышкой и перегородкой
Примечания:

- Здание ОПУ полностью заводского исполнения.
- Системы обогрева, освещения, вентиляции, ОПС входят в комплект поставки.
- Высота установки 700 мм от уровня земли.
- Крыльца имеют ограждение 1200 мм.
- Шкаф собственных нужд здания поставляется комплектно со зданием.

Перечень шкафов и панелей

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
ВН1-ВН3		Щит собственных нужд 0,4 кВ	3		
ШОТ		Шкаф оперативного тока	1		
ШАБ		Шкаф аккумуляторной батареи	1		
1Р		Шкаф защит, АУВ ВН, НН Т-1	1		
2Р		Шкаф центральной сигнализации	1		
1У		Шкаф учета	1		
ТМ		Шкаф телемеханики	1		
СГП1		Шкаф СГП основной	1		
СГП2		Шкаф СГП резервный	1		
ШС		Шкаф связи	1		
ВН		Шкаф видеонаблюдения			
ЩНО		Щит наружного освещения	1		
ОПС		Шкаф охранно-пожарной сигнализации	1		
ЩСН		Щит собственных нужд здания	1		компл.

ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ5

Строительство ПС 35 кВ Пляжная,
строительства ответвления от ВЛ 35 кВ Находка - Связь
до проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным проводом сечением не менее 70 мм²
ориентировочной протяженностью 3,5 км

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Тузко				06.25
Н. контр.	Муравьев				06.25

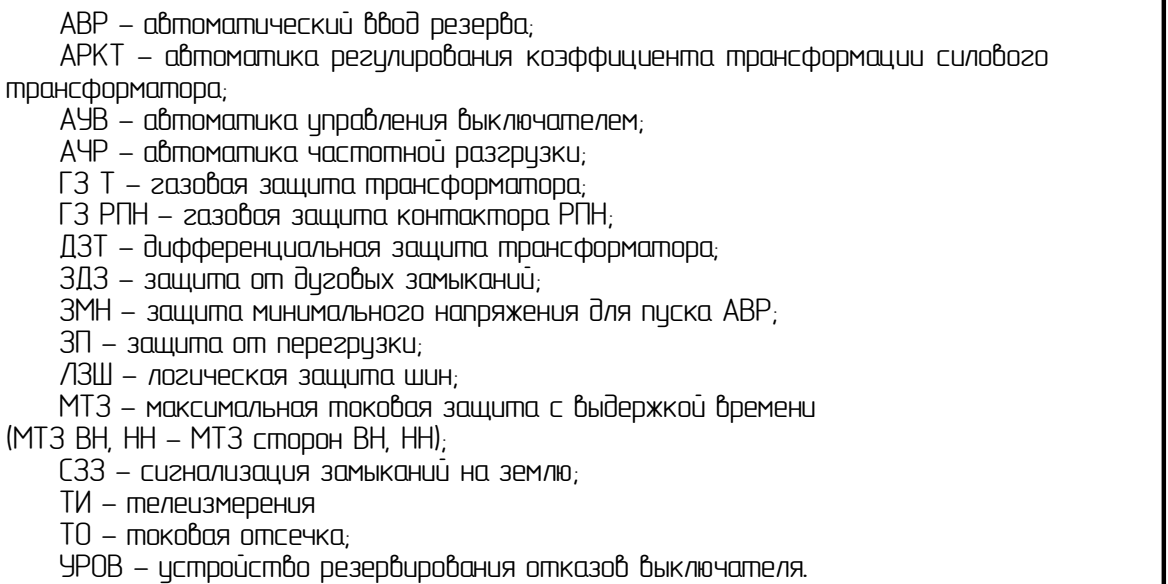
Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
ОТР			1
План расположения оборудования в ОПУ	000 «Энергопроект Центр»		

[illegible]

ЭПЦ-250501-02-ОТР.ГЧ7			
Строительство ПС 35 кВ Пляжная, строительство ответвления от В/Л 35 кВ Находка – Связь до проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным проводом сечением не менее ориентировочной протяженностью 3,5 км			
Дата		Стадия	Лист
01.08.25		ОТР	
Основные технические решения			
Дата		000 «Энергопроект Л	
01.08.25	Схема распределения устройств защит и автоматики		

Формат	A4×2
--------	------

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	Содержание		



Формат	A4×3
--------	------

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

**на проектно-изыскательские работы по объекту «Строительство ПС 35 кВ
Пляжная (Лебедина), строительство ответвления от ВЛ 35 кВ Находка – Связь до
проектируемой ПС 35/10 кВ неизолированным проводом сечением не менее 70 мм²
ориентировочной протяженностью 3,5 км»**

1. Конструктивно-планировочные решения для ПС

- 1.1. Разработать и согласовать с Заказчиком технические решения по строительству ПС 35/10 кВ Пляжная с установкой силового трансформатора мощностью 6,3 МВА в количестве 1 шт.
- 1.2. Для подключения ПС к сети предусмотреть строительство ответвления от ВЛ 35 кВ Находка – Связь до проектируемой ПС неизолированным проводом сечением не менее 70 мм² ориентировочной протяженностью 3,5 км (трассы прохождения, сечение и марку провода уточнить при проектировании).
- 1.3. Схему электрических соединений РУ 35 кВ принять: 35-ЗН «Блок (линия-трансформатор) с выключателем». Уточнить при проектировании.
- 1.4. Исполнение РУ 35 кВ принять: открытое распределительное устройство с вакуумными выключателями наружной установки со встроенной системой измерений и РЗА (реклоузер 35 кВ).
- 1.5. Схему электрических соединений РУ 10 кВ определить проектом.
- 1.6. Исполнение РУ 10 кВ принять: открытое распределительное устройство с вакуумными выключателями наружной установки со встроенной системой измерений и РЗА. Количество отходящих линий не менее 2. Предусмотреть места под установку резервных ячеек. Уточняется при проектировании.
- 1.7. Электрическое освещение должно выполняться в соответствии с требованиями СНиП, ПУЭ и современных энергосберегающих технологий.
- 1.8. Все применяемые металлоконструкции, расположенные на открытом воздухе должны быть защищены от коррозии методом горячего оцинкования, выполненного в заводских условиях.
- 1.9. Выполнить расчет и проектирование контура заземления, молниезащиты и защиту от атмосферных и внутренних перенапряжений.
- 1.10. Предусмотреть систему охранного видеонаблюдения с передачей видеоинформации на рабочее место СБ и в Центр управления сетями АО «ДРСК» «ПЭС», не перегружая существующие сети интернет. Предусмотреть охранное освещение по периметру ПС.
- 1.11. Прокладку кабельной продукции (силовых и контрольных кабелей) выполнить в поверхностных железобетонных лотках с учетом организации проезда по территории ПС.
- 1.12. Предусмотреть сокращение занимаемой площади ПС за счет применения

малогабаритного оборудования и типовых монтажных комплектов для установки на ОРУ.

1.13. Выполнить расчет емкостных токов в прилегающей сети 35-6(10) кВ, определить центр питания сети, проектом определить необходимость компенсации и в случае необходимости разработать мероприятия по их компенсации и выбору компенсирующих устройств.

1.14. Конструктивные и объемно-планировочные решения, типы, марки и производителя оборудования определить проектом на основе технико-экономического сравнения с учетом выданных технических условий на технологическое присоединение и согласовать с заказчиком.

1.15. Разработать опросные листы на оборудование подстанции.

2. Основное электрооборудование

2.1. Проектируемый силовой трансформатор 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА должен иметь обоснованно сниженные величины потерь ХХ, КЗ и на охлаждение, необходимую динамическую стойкость к токам КЗ, должен быть оснащен устройством РПН.

2.2. Силовые выключатели на напряжение 35-10 кВ по способу гашения дуги принять – вакуумные (реклоузеры). Дополнительно уточняется при проектировании.

2.3. Разъединитель 35 кВ с двигательным приводом главных и заземляющих ножей, трехполюсный горизонтально-поворотного типа.

2.4. Трансформаторы собственных нужд принять герметичного исполнения. Мощность, способ установки и схему подключения ТСН определить проектом.

2.5. ОПН должны быть взрывобезопасными, с повышенной энергоемкостью и необходимым защитным уровнем.

2.6. Трансформаторы тока для защит трансформатора должны быть класса точности 10PR. Обеспечить 2 обмотки для РЗА.

2.7. Трансформаторы напряжения 35, 10 кВ принять антирезонансные необслуживаемые.

2.8. Класс изоляции «а» для трансформаторов тока и напряжения

2.9. Силовые и контрольные кабели должны удовлетворять условиям невозгораемости (с индексом НГ).

2.10. Режим обслуживания при проектировании принять с привлечением ОВБ (без постоянного дежурного персонала).

2.11. Тип и марки выбранного оборудования согласовать с заказчиком.

3. Схема собственных нужд, кабельная сеть, оперативный ток.

3.1. На подстанции питание устройств РЗА, АСУТП, приводов выключателей должно осуществляться оперативным током от аккумуляторных батарей (АБ), установленных в шкафах вместе этими устройствами. Дополнительно обеспечить питание защит трансформатора от комбинированных блоков питания по цепям ТТ, ТН, СН.

Емкость АБ должна быть рассчитана на обеспечение нормальной работы устройств в течение 4 ч. с учетом времени прибытия на ПС в случае аварии оперативно-выездных бригад (ОВБ) и времени, необходимого для ликвидации аварии.

3.2. Не допускается питание сторонних потребителей от сети собственных нужд подстанции.

3.3. Все первичное оборудование, заземляющее устройство ПС, устройства РЗА, АИИС КУЭ, средства и системы связи и т.п., а также вторичные цепи должны отвечать требованиям ЭМС. Для этого применять типовые и оригинальные технические решения, включая оптимизацию трассировки кабельных потоков, исключение заземлений первичного оборудования в непосредственной близости от кабельных каналов и др.

Выполнить расчет параметров ЭМС объекта. Все рекомендации учесть при проектировании. Требования ЭМС должны выполняться на каждом этапе реконструкции и техперевооружения (в том числе при наличии на ПС нового и существующего оборудования).

Дополнительно обеспечить питание защит трансформатора от комбинированных блоков питания по цепям ТТ, ТН, СН.

4. Вторичная система ПС.

4.1. При выполнении проектных работ в части строительства ПС 35 кВ Пляжная, необходимо учитывать требования приказа №101 Минэнерго РФ, требования Технической политики группы РусГидро 2020 к оснащению защитами силовых трансформаторов 35 кВ и выше. РЗА должна обеспечивать быстрое и селективное отключение поврежденных элементов и их обратное включение устройствами АПВ и АВР и удовлетворять требованиям ближнего и дальнего резервирования. Предусмотреть панели управления с размещением мнемосхемы ПС, с расположением ключей управления и ламп сигнализации положения коммутационных аппаратов. При проектировании учесть решения по РЗА смежных объектов. Обеспечить селективность устанавливаемых защит с защитами питающей ПС 110 кВ Находка. В случае невыполнения селективности РЗА проектируемой ПС или смежных объектов, разработать мероприятия для возможности селективной работы РЗА в сети. При необходимости предусмотреть замену защит ВЛ 35 кВ на питающих ПС.

4.2. Разработать решения по установке МП РЗА Трансформаторов 35 кВ. Учесть требования к реализации согласно НТД. Предусмотреть проектные решения по РЗА трансформатора в части установки основного (ДЗТ, ГЗ, ГЗ РПН, МТЗ ВН, МТЗ НН) и резервного (МТЗ, ГЗ, ГЗ РПН, АУВ, УРОВ) комплекта защит. В КРУН 6 кВ разработать решения по АВР, УРОВ, ЛЗШ. Для КРУН применить дуговую защиты на оптических датчиках. Исключить применение в качестве основной ЗДЗ защиты на пневматическом принципе работы. Принять при проектировании необходимость об совместимости устройств с ПО «EKRASCADA» для интеграции в сеть РЗА ПЭС и выполнения синхронизации времени с сервером, установленном на ПС 110 кВ А.

4.3. Выполнить расчет параметров срабатывания РЗА, включая устройства РЗА на смежных объектах, для которых требуется изменение параметров. Результаты расчетов оформить на заводских бланках устройств, в соответствии с приказом Приказ №556 Минэнерго РФ от 13.07.2020. Согласовать со службой РЗА филиала АО ДРСК Приморские электрические сети.

4.4. Измерение параметров электрической энергии осуществлять приборами с цифровой индикацией с возможностью ручного программирования коэффициентов трансформации. Предусмотреть наличие ЗИПа на приборы с цифровой индикацией и возможностью ручного программирования коэффициентов трансформации не менее 20% от общего количества аналогичных СИ, устанавливаемых на объекте.

4.5. Выполнить расчет трансформаторов тока согласно ГОСТ Р 58669 —2019.

5. Учет электроэнергии, АИИС КУЭ.

Предусмотреть организацию учета электроэнергии на отходящих линиях 10 кВ и ТСН в соответствии с гл. 1.5 ПУЭ и гл.10 Постановления Правительства от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии...»

5.1. Предусмотреть учет активной и реактивной энергии. Если возможен реверсивный режим работы электроустановок, то должен обеспечиваться учет электрической энергии (мощности) в обоих направлениях на прием и отдачу

(реверсивный учет).

5.2. учет электрической энергии должен быть из числа внесенных в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в РФ, и удовлетворять требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)», иметь действующие свидетельства о поверке и соответствовать следующим требованиям:

- класс точности для активной энергии, не ниже указанных в таблице 1;
- измерение почасовых объемов потребления электрической энергии при присоединенной нагрузке свыше 670 кВт;
- обеспечивать хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более при присоединенной нагрузке свыше 670 кВт;
- диапазон температур от -40 до +55.

Тип и марку приборов учета согласовать с филиалом АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети»;

5.3. Класс точности вторичной обмотки трансформаторов тока для учёта и измерений принять не ниже (см. таблицу 1);

5.4. Класс точности вторичной обмотки трансформаторов напряжения для учёта и измерений принять не ниже (см. таблицу 1);

5.5. Расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7). Чувствительность средств учёта электроэнергии должна соответствовать минимальной расчётной нагрузке присоединения.

5.6. Проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверка сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7);

5.7. Предусмотреть автоматизированную передачу данных в цифровую облачную платформу энергоданных ПАО «РусГидро». Обеспечить физическую изоляцию технологического сегмента сети передачи данных (телемеханики и РЗиА) от корпоративного (АИИС КУЭ).

5.8. Предусмотреть резервирование питания приборов учёта электроэнергии от разных СШ СН, с установкой коммутационных аппаратов защиты.

5.9. Измерительный комплекс должен быть защищен от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями всех действующих разделов ПУЭ и ПТЭ ЭП.

Классы точности средств измерений

Таблица 1

Объект измерений	Классы точности, не ниже, для:			
	прибор учета активной энергии	прибор учета реактивной энергии	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения
Генерация	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Мощностью 670 кВт и более	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Мощностью менее 670 кВт:				
110 кВ	0,5S	1,0	0,5S	0,5
35 кВ и ниже	0,5S	1,0	0,5S	0,5

6. Средства телемеханики и связи

6.1. Телемеханика и связь должна обеспечивать возможность эксплуатации подстанции без постоянного обслуживающего оперативного персонала, а также контроля и управления оборудованием с удаленных диспетчерских центров.

6.2. Телемеханика и связь подстанции должна обеспечивать с удаленного центра управления:

- наблюдаемость схемы, режима, технического и оперативного состояния оборудования;

6.3. Устройство телемеханики (КП) должно быть совместимым (однотипным) с большей частью устройств телемеханики, используемыми на подстанциях филиала и обеспечивать:

- не менее двух портов для связи с каждым устройством верхнего уровня;
- исполнение в напольном шкафу. В КП должен быть предусмотрен модуль синхронизации времени по GPS/ГЛОНАСС. Для КП предусмотреть гарантированное электропитание от двух источников. Предусматривать исключительно цифровые измерительные преобразователи, совместимые (однотипные) с преобразователями, используемыми на подстанциях филиала.

6.4. Объём телемеханизации ПС необходимо предусмотреть не менее следующего:

Телесигнализация (ТС) положения выключателей главной электрической схемы ПС

Телеуправление (ТУ) приводами выключателей главной электрической схемы подстанции.

Телесигнализация событий: аварийно-предупредительная сигнализация, телесигнализация с устройств РЗА. Предусмотреть охранную сигнализацию для защиты ПС от несанкционированного проникновения. Телеизмерения текущие (ТИТ): **мощность (суммарная активная, суммарная реактивная), ток** для каждого присоединения ВЛ, секционных выключателей, обходных выключателей, фидеров; **напряжение** линейное отдельно на каждой секции для всех напряжений, **частота** сети. Все передаваемые параметры сопровождаются метками времени.

6.5. Телемеханизацию предусмотреть на аппаратуре, которая будет полностью совместима с существующей на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления, с использованием микропроцессорных измерительных преобразователей.

6.6. В устройстве ТМ предусмотреть установку управляющих контроллеров, полностью совместимых с существующей системой на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления. Перечень сигналов ТС, ТУ, ТИ согласовать с филиалом ДРСК «Приморские ЭС».

6.7. Иерархия **оперативно-диспетчерского управления** подстанциями должна быть выстроена следующим образом: полный объем информации поступает на диспетчерский пункт районного уровня.

6.8. **Система связи** должна в отсутствие постоянного оперативного персонала на подстанции обеспечить следующие требования:

- обеспечить организацию основного и резервного цифровых каналов связи и передачи данных ТМ в направлении ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ, Находкинского РЭС, ЦУС ПЭС по двум независимым, географически разнесенным маршрутам ВОЛС, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине

- скорость передачи информации по каналам ТМ должна обеспечивать технологические потребности функционирования устройств телемеханики, но не менее 128 Кбит/с по интерфейсу Ethernet – МЭК 60870-5-104;

- количество и тип интерфейсов оборудования связи определить рабочей

документацией;

- обеспечить применение оборудования связи с учетом существующего в филиале;
- перечень проектируемых систем связи и укрупненный состав каждой из проектируемых систем связи;

- направления организации каналов связи (в форме таблицы информационных потоков) с указанием типа, емкости и назначения организуемых каналов связи и устройств связи.

- структурные схемы организации связи по проектируемым системам связи, а также общую структурную схему связи с отображением маршрутов прохождения основных и резервных (дублирующих) каналов связи (голос, данные) между объектом и соответствующими центрами управления филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»;

- предусмотреть организацию ВОЛС с подвеской/прокладкой диэлектрического волоконно-оптического кабеля (ВОК) от ПС 110 кВ Находка по ВЛ 35 кВ до проектируемой ПС 35 кВ Пляжная с учетом заходов на энергообъекты;

- предусмотреть прокладку ВОЛС по территории ПС 110 кВ Находка и ПС 35 кВ Пляжная, ВОЛС оконечить оптическими кроссами;

- Описание трассы, заходов волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) на объект.

Решения по организации электропитания систем связи и ТМ;

Решения по организации электропитания систем ССПИ, систем связи и ТМ:

- Электропитание оборудования связи и телемеханики в помещении связи осуществить от двух независимых систем гарантированного питания (СГП).

- Каждая СГП должна быть подключена к двум секциям шин собственных нужд по трехфазной схеме АВР N1+N2, выполненной на базе модуля AVR-02 (или аналогичным с функциями контроля наличия фаз, контроля минимального и максимального напряжения, контроля чередования фаз, контроля асимметрии фаз, контроля положения контакторов, обеспечение задержки при переключении между вводами)

- Каждая СГП должна быть оснащена МИП с функциями контроля напряжения питания и тока потребления нагрузки по всем трем фазам, положения контакторов и аварийного сигнала АВР, поддержкой протоколов МЭК-101/104 или Modbus.

- Каждая СГП должна иметь панель распределения не гарантированного питания, предназначенную для подключения потребителей в помещении связи, не требующих гарантированного питания (Кондиционеры, отопление, приточно-вытяжная вентиляция, освещение, розетки для подключения электроинструмента и т.п.). Панель распределения не гарантированного питания должна быть оснащена устройством защиты от импульсных перенапряжений класса II+III.

- Каждая СГП должна быть оснащена ИБП с технологией двойного преобразования (On-line) 19" исполнения с коэффициентом мощности не менее 90%, с внешними аккумуляторными батареями, рассчитанными на время автономной работы не менее 6 часов. Мониторинг состояния ИБП осуществить по протоколу SNMP.

- Каждая СГП должна быть оснащена модулем внешней обводной цепи MBU в качестве bypass переключателя для вывода ИБП в ремонт или обслуживание без прерывания питания нагрузок.

- Каждая СГП должна иметь панель распределения гарантированного питания, предназначенную для подключения потребителей в помещении связи требующих гарантированного питания (Оборудование связи и телемеханики, контроллеры микроклимата, аварийное освещение и т.п.).

- Шкафы с оборудованием связи и телемеханики должны оборудоваться двумя вертикальными блоками розеток (PDU), подключенными к панелям распределения

гарантированного питания основной и резервной СГП. Питание потребителей с двумя вводами должно осуществляться от PDU, подключенных к разным СГП. Питание потребителей с одним вводом должно осуществляться через дополнительный PDU горизонтального исполнения, подключенный к вертикальным PDU основной и резервной СГП через быстродействующий переключатель нагрузки ПРП-1. Каждый шкаф оснащается индивидуальным комплектом основного, резервного, дополнительного PDU, а также блоком ПРП-1 и должен быть подключен на отдельный автоматический выключатель панели распределения гарантированного питания основной и резервной СГП.

- При наличии свободного места в помещении связи СГП собираются в двух разных шкафах с симметричным расположением оборудования и четким разделением на основную и резервную. При необходимости экономии места допустим монтаж АВР, МИП и автоматических выключателей в отдельных настенных шкафах с монтажной панелью, а ИБП и их батарей в шкафах связи или телемеханики при соблюдении требования к симметричному расположению оборудования и четкому разделению систем на основную и резервную.

Система поддержания микроклимата в помещении связи:

- Для обеспечения стабильного температурного режима помещения связи в круглогодичном режиме предусмотреть установку двух сплит систем, оснащенных зимним комплектом, и системы отопления на базе обогревателей конвекционного типа. Управление системой поддержания микроклимата выполнить на базе контроллера СРК-М2 с функциями управления как устройствами кондиционирования, так и отопления, ротации устройств кондиционирования, автоматического переключения между режимами кондиционирования и отопления, поддержкой протокола SNMP и web-интерфейсом для дистанционного мониторинга и управления.

Требования к расположению и компоновки шкафов в помещении связи:

- Все резервируемые системы связи и телемеханики должны располагаться в отдельных шкафах с разделением систем на основную и резервную.

- Шкафы должны располагаться в помещении связи с учетом двустороннего обслуживания.

- Шкафы с активной системой вентиляции должны быть оснащены перфорированными дверьми.

Требования по обеспечению информационной безопасности:

- Должна быть предусмотрена защита всей передаваемой по каналам связи информации посредством использования сертифицированных средств криптографической защиты информации и сертифицированных межсетевых экранов.

- Любое аппаратное обеспечение (включая автоматизированные рабочие места, телекоммуникационное оборудование), осуществляющее обработку и/или передачу информации, должно входить в Единый реестр российской радиоэлектронной продукции (Постановление Правительства РФ от 10.07.2019 № 878);

- В случае применения программно-аппаратных или программных средств защиты информации необходимо соблюдать требования к их наличию в Реестре российского ПО;

- Все используемое программное обеспечение (включая системное и прикладное) должно входить в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (Федеральный Закон от 27.07.2006 № 149-ФЗ);

- Автоматизированные рабочие места и серверы должны настраиваться с учетом требования нормативных документов АО «ДРСК» по информационной безопасности. На АРМ и серверах в обязательном порядке должно быть предусмотрено наличие средств защиты информации, включая средства антивирусной защиты.

- При организации каналов передачи данных должно быть соблюдено требование

ПАО «РусГидро» о необходимости физического разделения технологической и корпоративной сетей передачи данных.

6.9. Предусмотреть прокладку ВОЛС для проектируемых ЛЭП 35 кВ.

7. Строительная часть подстанции

7.1. Для устанавливаемого оборудования предусмотреть поверхностные фундаменты лежневого типа, либо иные по обоснованию.

7.2. Железобетонным изделиям с элементами заглублений должна предусматриваться гидроизоляция не менее чем в два слоя.

7.3. Под устанавливаемые фундаменты предусмотреть подушку из щебня фракции 20-40 мм, толщиной не менее 200 мм.

7.4. Для силовых трансформаторов предусмотреть маслоприёмники, маслосборники.

7.5. Установку силовых трансформаторов предусмотреть на железобетонном фундаменте с возможностью установки следующего по мощности габарита силового трансформатора.

7.6. Предусмотреть ограждение ПС по всему периметру сплошным железобетонным забором высотой не менее 2,5 метров. Поверх бетонного ограждения предусмотреть монтаж егозы. Предусмотреть защитные мероприятия, препятствующие подкопу забора в целях проникновения на территорию ПС.

7.7. Для устанавливаемого оборудования предусмотреть заземляющее устройство, систему уравнивания потенциалов, устройства молниезащиты в соответствии с требованиями СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», ПУЭ.

8. Конструктивное исполнение ЛЭП 35 кВ

8.1. Количество цепей: одна;

8.2. Протяженность: 3,5 км, уточняется при проектировании;

8.3. Исполнение: воздушное.

8.4. Технические требования для ЛЭП 35 кВ

8.4.1. Исполнение узла подключения проектируемой отпаечной ЛЭП 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ Находка – Связь определить проектом.

8.4.2. Выполнить замену существующей опоры в точке подключения проектируемой отпаечной ЛЭП на металлическую отпаечную опору с защитой металлоконструкций, выполненной методом горячего или термодиффузионного оцинкования, с дополнительным применением стойких лакокрасочных покрытий. Тип опоры определить проектом.

8.4.3. Тип, марку и материал опор проектируемой отпаечной ЛЭП определить по результатам технико-экономического сравнения, с применением защиты металлоконструкций опор, выполненной методом горячего или термодиффузионного оцинкования с дополнительным применением стойких лакокрасочных покрытий.

8.4.4. Тип фундамента определить проектом, в соответствии с выбранным типом опор и по результатам изысканий.

8.4.5. Выполнить обварку болтовых соединений опоры на высоту до 5 метров.

8.4.6. Выполнить гидроизоляцию конструкций опор, соприкасающихся с грунтом.

8.4.7. Применить метизы анодированные.

8.4.8. Выполнить оснащение вновь устанавливаемых опор, к которым невозможен подъезд специализированной подъемной техники (сложный рельеф местности, плотная застройка населенного пункта и т.п.) стационарной страховочной системой для подъема на опору (жесткая анкерная линия).

8.4.9. Применить стеклянную изоляцию с повышенной длиной пути утечки, соответствующие местности по степени загрязнения атмосферы и климатическим районам,

тип и марку определить проектом.

8.4.10. Применить линейную и сцепную спиральной арматуры из немагнитных материалов, не требующей обслуживания и ремонта в течении всего срока эксплуатации ВЛ.

8.4.11. Гасители вибрации с расчетом оптимальной схемы виброзащиты проводов, тип и марку определить проектом.

8.4.12. Предусмотреть установку птицезащитных и противоприсадочных устройств на вновь устанавливаемые опоры ВЛ. Тип и марку устройств определить проектом.

8.4.13. Применить сталеалюминиевый провод сечением не менее 70 мм², тип и марку определить при проектировании.

8.4.14. Необходимость подвеса, тип и марку грозотроса определить при проектировании.

8.4.15. Обеспечить нанесение нумерации и знаков безопасности на вновь устанавливаемые опоры, с учётом требований ПУЭ (7-е издание) и других действующих НТД.

8.5. Технические решения выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ (7-ое издание), действующими НТД.

8.6. При выборе трассы руководствоваться постановлением Правительства Российской Федерации от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

8.7. Прочие условия для строящейся ЛЭП:

8.7.1. Создать условия для ремонтно-эксплуатационного обслуживания: проезд вдоль ЛЭП для специализированной колесной техники.

Визы согласования

К _____ от _____ № _____

"ТТ на ПИР_Строительство ПС 35 кВ Пляжная (Лебединая)"

Должность	Дата	Виза	Подпись	ФИО
Заместитель главного инженера по эксплуатации и ремонту-начальник управления	28.02.2024	Согласовано	п/п	Голота Максим Николаевич
Зам. главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению-начальник управления	29.02.2024	Согласовано	п/п	Кзакул Алексей Александрович
Начальник управления технологического присоединения и перспективного развития	26.02.2024	Согласовано	п/п	Чеховский Павел Геннадьевич
Начальник управления транспорта и учета электроэнергии	22.02.2024	Согласовано	п/п	Перова Инна Владимировна
Начальник службы безопасности	20.02.2024	Согласовано	п/п	Лаптев Игорь Анатольевич
Начальник службы СДТУ	20.02.2024	Согласовано	п/п	Корниенко Юрий Михайлович
Начальник службы линий электропередачи и подстанций	20.02.2024	Согласовано	п/п	Голубков Евгений Владимирович
Начальник отдела учёта электрической энергии	20.02.2024	Согласовано	п/п	Кудакаев Алексей Владимирович
Начальник отдела технологического присоединения и перспективного развития	20.02.2024	Согласовано	п/п	Шубёнкин Олег Павлович
Начальник отдела метрологии и качества электроэнергии	20.02.2024	Согласовано	п/п	Усов Руслан Евгеньевич
Начальник службы изоляции, защиты от перенапряжений и испытаний	21.02.2024	Согласовано	п/п	Новицкий Ефим Сергеевич
Начальник службы релейной защиты и автоматики	20.02.2024	Согласовано	п/п	Шеко Дмитрий Николаевич

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК»

№ 15-02/22-02

13.02.2024

Настоящие Технические условия разработаны на основании Заявки от 18.01.2024 №ТПр 281/24 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств Муниципального казенного учреждения «Управление капитального строительства» Находкинского городского округа, именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям Акционерного общества «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (далее – сетевая организация).

Настоящие технические условия вступают в силу с даты их утверждения сетевой организацией и действительны в течение 6 (шести) лет.

Наименование энергопринимающих устройств: 315 индивидуальных жилых домов и освещение дорог.

Наименование и месторасположение объектов, в целях энергоснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств: 315 индивидуальных, жилых домов расположенных на земельных участках по адресу Приморский край г. Находка ул. Пляжная 21 стр. 27 продолжающихся в юго-восточном направлении и заканчивающихся в 800 м на северо-восток от здания, расположенного по адресу: Приморский край г. Находка ул. Прибрежная 46 кадастровый квартал 25:31:010301 освещение дорог с кадастровыми номерами участков 25:31:010301:2620 25:31:010301:1604.

Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств: 4785 кВт.

Ранее присоединенная в точках присоединения максимальная мощность: 0 кВт.

Максимальная мощность в точках присоединения с учетом ранее присоединенной: 4785 кВт.

Точки присоединение и распределение мощности по каждой точке присоединения 316 в том числе:

- 315 точек с максимальной мощностью по 15 кВт в каждой точке (для жилых домов) – элементы электрической сети проектируемых ЛЭП 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ проектируемых ТП 10/0,4 кВ, расположенные на границе земельных участков 315 индивидуальных жилых домов;
- одна точка с максимальной мощностью 60 кВт (освещение дорог) – элементы электрической сети РУ 0,4 кВ одной из проектируемых ТП 10/0,4 кВ, расположенные на границе одного из земельных участков.

Категория надежности: 3.

Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

Основной источник питания: ПС 35/10 кВ Пляжная.

Резервный источник питания: не требуется.

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности:

Для индивидуальных жилых домов - элементы электрической сети сетевой организации, расположенные на ближайших опорах проектируемых ЛЭП 0,4 кВ

Для объектов освещения дорог - РУ 0,4 кВ одной из проектируемых ТП 10/0,4 кВ.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих Технических условий (пояснительная схема прилагается):

1.1. На объектах Заявителя:

1.1.1. Монтаж вводов 0,4 кВ от точек присоединения до вводно-распределительных устройств объектов заявителя в соответствии с действующим нормативно-техническими документами и требованиями безопасности.

1.1.2. Строительство ЛЭП 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ одной из проектируемых ТП 10/0,4 кВ до ВРУ 0,4 кВ объектов освещения дорог.

1.2. На объектах сетевой организации:

1.2.1. Строительство ответвления от ВЛ 35 кВ Находка-Связь до проектируемой ПС 35/10 кВ Пляжная неизолированным проводом сечением не менее 70 мм² длиной ориентировочно 3,5 км.

1.2.2. Строительство ПС 35/10 кВ Пляжная трансформаторной мощностью 6,3 МВА.

1.2.2.1. Предусмотреть установку одного силового трансформатора 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА, оснащенного устройствами регулирования напряжения (характеристики трансформатора, способ и диапазон регулирования напряжения определить в проекте).

1.2.2.2. Схему РУ 35 кВ принять 35-ЗН (блок (линия-трансформатор) с выключателем) предусмотреть установку реклоузера 35 кВ (схему, технические характеристики устанавливаемого оборудования уточнить в проекте);

1.2.2.3. Схему РУ 10 кВ определить в проекте, предусмотреть установку реклоузеров 10 кВ.

1.2.3. Строительство двух КЛЭП 10 кВ от проектируемой ПС 35/10 кВ Пляжная до проектируемых ТП 10/0,4 кВ.

1.2.3.1. Планируемые к строительству ЛЭП 10 кВ выполнить в кабельном исполнении с прокладкой трехжильных кабелей с сечением проводников не менее 240 мм² ориентировочной длиной 2,4 км и 2,5 км (протяженности ЛЭП 10 кВ, трассу прохождения и технические характеристики уточнить при проектировании).

1.3. Строительство семи ТП 10/0,4 кВ 2×400 кВА (количество ТП 10/0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

1.4. Строительство ЛЭП 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ проектируемых ТП до границ присоединяемых земельных участков изолированным проводом сечением не менее 120 мм² суммарной длиной ориентировочно 18 км (количество ЛЭП 0,4 кВ, трассы прохождения и технические характеристики уточнить при проектировании).

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Расчёт и настройка уставок релейной защиты реклоузеров 35 кВ и 10 кВ ПС 35/10 кВ Пляжная.

2.2. Оснастить объекты электросетевого хозяйства сетевой организации, указанные в пункте 1.2.2 настоящих Технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА).

2.3. Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики.

Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

2.4. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.2.2 настоящих Технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в ЦУС филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» по 1 (одному) каналу связи.

2.5. Оснастить ПС 35 кВ Пляжная телефонной связью с оперативным персоналом Находкинского РЭС.

2.6. Оснастить оборудование связи, устройства сбора и передачи телеинформации источниками бесперебойного питания с временем автономной работы не менее 6 часов.

2.7. Выполнить учет электроэнергии в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94), требованиями правил организации учета электрической энергии на оптовом и розничных рынках, установленных Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442.

2.8. В случае установки на территории заявителя объектов по производству электрической энергии, оснастить данные объекты устройствами автоматической и (или) ручной блокировки, исключающими выдачу мощности в электрическую сеть сетевой организации.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,35$ в точках присоединения к электрическим сетям сетевой организации энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1.1 настоящих Технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих Технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения на вводах приемников электрической энергии принять соответственно $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети.

3.3. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1 и 2.8 с учетом требований

раздела 3 настоящих Технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

Заявитель обязан представить сетевой организации копии разделов проектной документации, предусматривающих реализацию технических решений, обеспечивающих выполнение настоящих технических условий.

4.2. Сетевая организация выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.2. и 2.1-2.7 настоящих Технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет сетевая организация.

4.3. Если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от настоящих Технических условий, такие отступления подлежат согласованию с сетевой организацией (путем внесения изменений в настоящие Технические условия).

4.4. Провести проверку выполнения настоящих Технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей сетевой организации.

4.5. Получить от сетевой организации акт о выполнении технических условий.

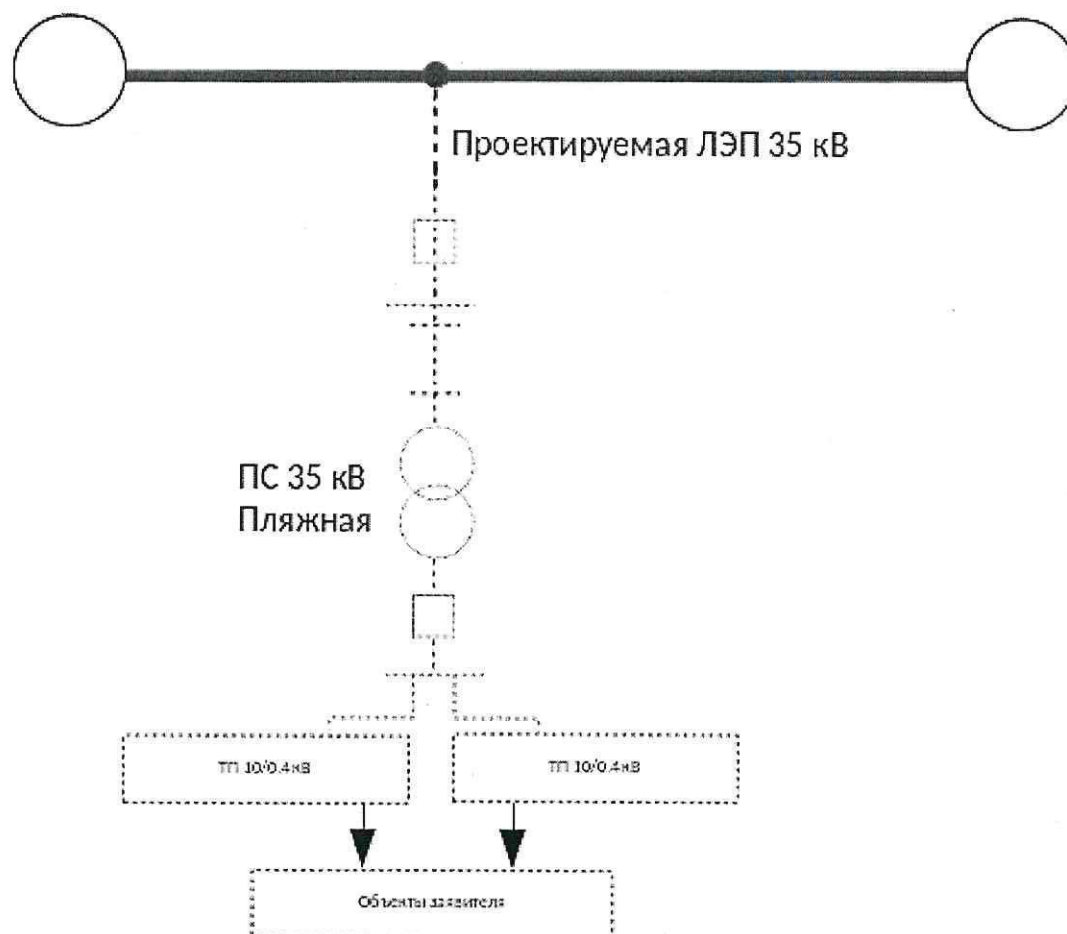
4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства сетевой организации.

Приложение: Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям на 1 л. в 1 экз.

Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к
электрическим сетям

ПС 110 кВ Находка

ПС 35/6 Связь



Приложение В

ВАРИАНТ №1.

Приложение № 1
к приказу Минэнерго России
от «_» _____ 20 г. № ____

Форма 20. Результаты расчетов объемов финансовых потребностей, необходимых для строительства объектов электроэнергетики, выполненных в соответствии с УНЦ
Раздел 1. Объемы финансовых потребностей по инвестиционной программе в соответствии с нормируемыми затратами УНЦ

Инвестиционная программа: _____
полное наименование субъекта электроэнергетики

Год раскрытия информации: _____ год

Номер группы инвести- ционных проектов	Наименование инвестиционного проекта	Идентификатор инвестиционного проекта	Наименование УНЦ	Наименование одного объекта, где реализуется технологическое решение (мероприятие)	Номер этапа строительства (реализации проекта)	Текущая стадия реализации (этапы) инвестиционного проекта (строительства объекта)	Планируемый (фактический) срок ввода объекта в эксплуатацию, год	Технические характеристики (параметры) инвестиционного проекта				Субъект Российской Федерации, на территории которого реализуется технологическое решение (мероприятие)	Объем финансовых потребностей на реализацию инвестиционного проекта							Краткое обоснование корректировки утвержденного плана
								Напряжение, кВ	Технические характеристики	Наименование документа, согласно которому утверждены технологические решения	Режимы документа, согласно которому утверждены технологические решения		Расчетный коэффициент УНЦ	Количество	Измеритель (единица измерения) УНЦ	Номер расписки	Углубленный норматив цены, тыс. рублей (без НДС)	Коэффициент перехода от базовых нормативов к территориальному уровню нормативов	Величина затрат, тыс. рублей (без НДС) (ст.20+ст.14+ст.15+ст.18+ст.19)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
			Таблица Т4. УНЦ ячейки дуговыключательного трансформатора 6 - 35 кВ	ПС 35 кВ Пажанья				35	Трансформатор силовой дуговыключательный преобразователь ТМН-6300/35/10 УХЛ1			Приморский край	1	1	ea.	T4-05-1	25 130,57	1,52	38 198,47	
			Таблица В2.УНЦ ячейки выключателя НУ 6 - 35 кВ	ПС 35 кВ Пажанья				35	Реклоузер 35 кВ ТН-Rec35_5mm1_3ub 7 Iном=1250 А, Iотск=20 кА			Приморский край	1	1	ea.	B2-05-2	27 469,92	1,45	39 831,38	
			Таблица В3. УНЦ ячейки выключателя КРУ 6 - 35 кВ	ПС 35 кВ Пажанья				10	Установка КРУН 10 кВ-3 ячеек. Напряжение 10 кВ, номинальный ток 1600 А, номинальный ток отключения 20 кА			Приморский край	1	5	ea.	B3-03-1	2 222,10	1,45	16 110,23	
			Таблица 38. УНЦ на прочие здания и сооружения	ПС 35 кВ Пажанья				35	Здание ОПУ, площадь 15 м2			Приморский край	1,00	15	м2	38-02	79,60	1,65	1 970,10	
			Таблица С1. Площадь подготовки и устройств территории под элементы ПС (ПЭС)	ПС 35 кВ Пажанья				35	Трансформатор силовой дуговыключательный преобразователь ТМН-6300/35/10 УХЛ1			Приморский край	1	1	элемент ПС	C1-03-1				
			Таблица Б1. УНЦ подготовки и устройств территории ПС (ПЭС)	ПС 35 кВ Пажанья				нд	Благоустройство в месте проведения строительства (силовое трансформаторы 35 кВ, 6,3 МВА)			Приморский край	1	67	м2	Б1-08	3,44	1	230,48	
			Таблица С1. Площадь подготовки и устройств территории под элементы ПС (ПЭС)	ПС 35 кВ Пажанья				35	Реклоузер 35 кВ			Приморский край	1	1	элемент ПС	C1-01-1				
			Таблица Б1. УНЦ подготовки и устройств территории ПС (ПЭС)	ПС 35 кВ Пажанья				35	Благоустройство в месте проведения строительства (реклоузер 35 кВ)			Приморский край	1	167	м2	Б1-08	3,44	1	574,48	
			Таблица П11. УНЦ на кадастровые работы ПС (ПЭС) и работы по установлению земельных отношений	ПС 35 кВ Пажанья				35	нд			Приморский край	1,00	0,36	га	П11-01	2 856,53	1	1 028,35	
			Таблица П6. УНЦ на проектные и изыскательские работы для отдельных элементов электрических сетей	ПС 35 кВ Пажанья				35	нд			Приморский край	1,00	1,00	объект	П6-10	10 637,53	1	10 637,53	
			Итого стоимость строительства на 3 кв 2025 г (С учетом Прогнозные индекс-дефляторы Минэкономразвития России на 2023 год и на плановый период 2026 и 2027 годов от 30 сентября 2024) дефлятор строительство - 3 кв 2025 - 1,06															1,06	115 095,88	
			Итого объем финансовых потребностей по инвестиционному проекту, тыс. рублей	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	115 095,88	нд

¹⁰ Ячейки, в которых указано слово "нд", заполнению не подлежат

Дополнение:

Столбцы 1-3 заполняются в соответствии с правилами заполнения форм инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380 (либо от 14.06.2016 № 533).

В столбце 4 указывается наименование одного УНЦ в отношении технологического решения (мероприятия) инвестиционного проекта, реализуемого на объекте, применительно к этапу строительства объекта.

В столбце 5 в отношении одного технологического решения (мероприятия) указывается наименование одного объекта электроэнергетики (электрической (трансформаторной, распределительной) подстанции (далее – ПС, ТП, РТП), воздушной линии электропередачи (далее – ВЛ), участка ВЛ (при необходимости), кабельной линии электропередачи (далее – КЛ), линейно-кабельных сооружений волоконно-оптической линии связи (далее – ВОЛС), пункта переходного (секционирования, коммерческого учета, соединительного (далее – СП), распределительного (далее – РП), перехода ВЛ, линии гололеда), административного (производственного) здания, магистрального газопровода, магистрального нефтепровода), наименование рабочих электрических сетей для организации коммерческого учета электрической энергии, наименование объекта соответствующей инфраструктуры, в том числе на стороне которого реализуются технологическое (технологическое) решения в соответствии с реализуемыми техническими условиями).

В столбце 6 указывается номер этапа строительства в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации в случае если проектной документацией предусмотрено выделение этапов в составе проектной документация; либо при отсутствии – «нд».

В столбце 7 в соответствии с правилами заполнения форм инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380 (либо от 14.06.2016 № 533), указывается текущая стадия реализации инвестиционного проекта, а при наличии этапа строительства объекта - текущая стадия реализации инвестиционного проекта этапа строительства.

В столбце 8 в соответствии с инвестиционным проектом в отношении отдельного технологического решения и соответствующего ему наименованию УНЦ, указанным в пункте 4, указывается планируемый (утвержденный) срок ввода объекта в эксплуатацию, определенный в соответствии с правилами заполнения форм инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380 (либо от 14.06.2016 № 533)

В столбце 9 указывается значение номинального (высшего) класса напряжения оборудования и элементов электростанций, их вспомогательных систем, зданий (строений, сооружений) и мероприятий, реализуемых в отношении указанных элементов:

для трансформаторного трансформатора – класс напряжения объекта высшего напряжения оборудования, кВ;

для выключателя (реклоузера, реактора, токопровода, шинной опоры, разъединителя, устройств защиты от перенапряжений, оборудования для компенсации реактивной мощности, дизель-генераторной установки, установки плавления гололеда, пункта переходного (секционирования, коммерческого учета, соединительного, распределительного) – номинальный класс напряжения оборудования, кВ;

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

для опов ВЛ (провода, грозотроса, защиты опов ВЛ, грозид и изоляторы, ВОЛС, переходы ВЛ (КЛ), трансм КЛ, горизонтально-направленного бурения (далее – ГНБ) кабельной линии, оборудования высокочастотной связи) – проектный номинальный класс напряжения ВЛ (КЛ), кВ;
для зданий зачатей ПС (закрытого распределительного устройства, здания с внутренней установкой комплектного распределительного устройства) – высший класс напряжения оборудования, кВ;
для зданий обособленного пункта управления (здания распределенного пункта) – высший класс напряжения ПС или основного оборудования, которое относится к указанному зданию, кВ;
для систем релейной защиты и автоматики (систем диагностики и мониторинга, систем телемеханики) – класс напряжения оборудования (ВЛ, КЛ), в отношении которого реализуется соответствующая система, кВ;
для мероприятий по очистке местности объектов от взрывоопасных веществ (карьерных работ, установочных земляных работ, документации по планировке территории, простро-изыскательских работ) – номинальный класс напряжения ПС (ВЛ, КЛ) или основного оборудования, которое относится к указанному мероприятию, кВ.
В столбце 10 указывается техническая характеристика в соответствии с УНЦ и технические характеристики, которые отсутствуют в УНЦ и конкретизируют техническое решение (мероприятие).

В столбце 11 указывается наименование документа организации, согласно которому утверждены технические и количественные характеристики (показатели) технологического решения (оборудования, мероприятия) (решения действующих (актуальных) технических условий) с указанием номера и даты документа.

В столбце 12 указывается субъект Российской Федерации, на территории которого реализуется технологическое решение (мероприятие).

В столбце 13 указывается коэффициент перехода от измерителя (единицы измерения) технологического решения к измерителю (единицы измерения) УНЦ (далее – расчетный коэффициент УНЦ) в отношении расчетов УНЦ, который, приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10 предусмотрен соответствующий пересчет; либо при отсутствии пересчета - «1». Предусмотрены следующие расчетные коэффициенты:

«1» – для заданного технологического решения в УНЦ в требуемом исполнении (на три фазы, на три комплекта) (то есть для комплекта из трех однофазных трансформаторов того и в нормативе цены УНЦ установленными на три фазы) или для заданного технологического решения в отношении которого не определяется количество фаз (технические характеристики технологических решений в УНЦ идентичны);
«1/3» – для заданного технологического решения в однофазном исполнении (на одну фазу) в УНЦ установленными на три фазы (то есть для силового однофазного трансформатора (реактора) и нормативе цены УНЦ силовой трансформатора (реактора) установленными на три фазы, расчетный коэффициент составит 1/3=0,333);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества физических проводов на нормируемое количество физических проводов в соответствии с УНЦ самонесущего изолированного провода (далее – СИП) ВЛ (то есть для трех физических проводов СИП-3 и нормативе цены УНЦ (расценки группы Л7) установленными на один физический провод, расчетный коэффициент составит 3/1=3);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества распределительных проводов в фазе ВЛ на нормируемое количество в соответствии с УНЦ провода ВЛ скелетно-изолированного типа (то есть для заданного количества распределительных проводов в фазе ВЛ – 5 и нормируемое количество распределительных проводов в фазе ВЛ – 1, расчетный коэффициент составит 5/1=5);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества сигналов в виде суммы аналоговых и дискретных входных сигналов оборудования на сумму нормируемого количества аналоговых и дискретных входных сигналов технологического решения в соответствии с УНЦ информационно-вычислительного комплекса объекта электроэнергетики УНЦ автоматизированной системы управления технологическими процессами ПС (далее – АСУТП) присоединения (расценки группы А4), УНЦ коэффициент, получаемый, путем приведения (дальней) заданного количества ячеек выключателей в здании РП (СП, РТП, ТП) на нормируемое количество ячеек выключателей в соответствии с УНЦ здания РП (СП, РТП, ТП) блочного типа (расценки 34-01) (то есть при количестве выключателей – 11 и нормируемое количество в соответствии с УНЦ – 7, расчетный коэффициент составит 11/7=1,571);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества отходящих линий одного шкафа на постоянном (переменном) токе на нормируемое количество отходящих линий в соответствии с УНЦ системы оперативного постоянного тока и собственных нужд ПС (расценки группы И13) (то есть при количестве отходящих линий – 15 и нормируемое в соответствии с УНЦ количество отходящих линий – 12, расчетный коэффициент составит 15/12=1,25);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества жил КЛ на нормируемое наибольшее количество жил в соответствии с УНЦ контрольного (силового) кабеля (УНЦ КЛ 0,4-40) (расценки групп И1, К3), (то есть для заданного количества жил кабелей (КЛ) – 14 и нормируемое наибольшее количество (наибольшее из количества жил 4 и 5) – 5, расчетный коэффициент составит 14/5=2,8);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества коммутаторов в одном шкафу на нормируемое наибольшее количество коммутаторов в шкафу в соответствии с УНЦ систем АСУТП и телемеханики (расценки А5-04, А5-05) (то есть для заданного количества коммутаторов – 11 и нормируемое наибольшее количество коммутаторов в шкафу (наибольшее из количества коммутаторов в шкафу 4 и 6) – 6, расчетный коэффициент составит 11/6=1,83);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества цепей (3 и более) КЛ прокладываемых в траншее на нормируемое наибольшее количество цепей КЛ в соответствии с УНЦ на устройство траншей КЛ и восстановление бланкруств по трассе (расценки группы Б2) (то есть при количестве цепей КЛ в траншее 3 и нормируемое наибольшее количество цепей в соответствии с УНЦ (наибольшее из количества цепей для одиночной и двухцепной КЛ) – 2, расчетный коэффициент составит 3/2=1,5);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества прокладываемых волоконно-оптических кабелей (далее – ВОК) в траншее (3 и более) на нормируемое наибольшее количество цепей ВОК в соответствии с УНЦ на устройство траншей ВОК и восстановление бланкруств по трассе (расценки группы Б3) (то есть при количестве кабелей ВОК в траншее 3 и наибольшее нормируемое количество кабелей в соответствии с УНЦ – 2, расчетный коэффициент составит 3/2=1,5);
коэффициент, получаемый, путем приведения (дальней) заданного количества труб в проколке, выполненным методом ГНБ, на нормируемое наибольшее количество труб в соответствии с УНЦ на выполнение специального перехода кабельной линии методом ГНБ (расценки группы И1) (то есть при количестве труб диаметром 300 мм в проколке – 6 и нормируемое наибольшее количество труб диаметром 300 мм в проколке в соответствии с УНЦ – 4, расчетный коэффициент составит 6/4=1,5).

В столбце 15 указывается количественные показатели (количество) на заданных в столбце 16 измерить (единицу измерения) УНЦ.

В столбце 16 указывается измеритель (единица измерения) УНЦ.

В столбце 17 указывается номер расценки УНЦ в соответствии с приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10.

В столбце 18 указывается числовое значение УНЦ в тыс. рублей без НДС в соответствии с приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10.

В столбце 19 указывается коэффициент перехода от базовых нормативов к территориальному уровню нормативов, который соответствует коэффициенту перехода от базового УНЦ электрических сетей (ВЛ) к уровню УНЦ электрических сетей (ВЛ) субъектов Российской Федерации в соответствии с приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10.

В столбце 20 указывается величина затрат в тыс. рублей без НДС, определяемая как произведение расчетного коэффициента УНЦ столбца 14 на численное значение УНЦ столбца 18 на коэффициент перехода от базовых нормативов к территориальному уровню нормативов столбца 19.

По итогам определения затрат, необходимых для строительства объектов электроэнергетики, выполняемых в соответствии с утвержденными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части мероприятий нормируемых УНЦ, определяется объем финансовых потребностей по инвестиционному проекту как сумма мероприятий нормируемых УНЦ, который рассчитывается в столбце 20 и указывается в строке «итого объем финансовых потребностей по инвестиционному проекту, тыс. рублей».

В столбце 21 указывается краткое обоснование корректировки утвержденных показателей с описанием причин – в соответствии с изменениями, внесенными в документ, согласно которому утверждены технологические решения, указанные в столбце 12(11); «и» – при включении нового инвестиционного проекта или при отсутствии изменений для соответствующего УНЦ, относительно утвержденной инвестиционной программы. Исключенные мероприятия УНЦ в соответствии с изменениями, внесенными в документ, согласно которому утверждены технологические решения, указанные в столбце 12(11) исключаются из формы раскрытия в столбце 20 не заполняется.

Форма 20. Результаты расчетов объемов финансовых потребностей, необходимых для строительства объектов электроэнергетики, выполненных в соответствии с УНЦ
Раздел 1. Объемы финансовых потребностей по инвестиционной программе в соответствии с нормируемыми затратами УНЦ

Инвестиционная программа: _____
полное наименование субъекта электроэнергетики

Год раскрытия информации: _____ год

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта	Идентификатор инвестиционного проекта	Наименование УНЦ	Наименование одного объекта, где реализуется технологическое решение (мероприятие)	Номер этапа строительства (реализации проекта)	Текущая стадия реализации (этап) инвестиционного проекта (строительства объекта)	Планируемый (фактический) срок ввода объекта в эксплуатацию, год	Технические характеристики (параметры) инвестиционного проекта				Субъект Российской Федерации, на территории которого реализуется технологическое решение (мероприятие)	Объем финансовых потребностей на реализацию инвестиционного проекта						Краткое обоснование корректировки утвержденного плана	
								Напряжение, кВ	Технические характеристики	Наименование документа, согласно которому утверждены технологические решения	Реквизиты документа, согласно которому утверждены технологические решения		Расчетный коэффициент УНЦ	Количество	Измеритель (единица измерения) УНЦ	Номер решения	Углубленный норматив цены, тыс. рублей (без НДС)	Коэффициент перехода от базовых нормативов к территориальному уровню нормативов		Величина затрат, тыс. рублей (без НДС) (ст.20+ст.14+ст.15+ст.18+ст.19)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
			Таблица Т4. УНЦ ячейки дуговыключательного трансформатора 6 - 35 кВ	ПС 35 кВ Пажанья				35	Трансформатор силовой дуговыключательный преобразный ТМН-6300/35/10 УХЛП			Приморский край	1	1	ea.	T4-05-1	25 130,57	1,52	38 198,47	
			Таблица В2. УНЦ ячейки выключателя НУ 6 - 35 кВ	ПС 35 кВ Пажанья				35	Реклоузер 35 кВ TTR_Rac35_Smart1_Sub 7 Inom=1250 А, Iоткл=20 кА			Приморский край	1	1	ea.	В2-05-2	27 469,92	1,45	39 831,38	
			Таблица В2. УНЦ ячейки выключателя НУ 6 - 35 кВ	ПС 35 кВ Пажанья				10	Реклоузер 10 кВ, 3 шт. Напряжение 10 кВ, номинальный ток 630 А, номинальный ток отключения 20 кА			Приморский край	1	3	ea.	В2-01-1	5 058,30	1,45	22 003,61	
			Таблица 38. УНЦ на прочие здания и сооружения	ПС 35 кВ Пажанья				35	Здание ОПУ, площадь 15 м2			Приморский край	1,00	15	м2	38-02	79,60	1,65	1 970,10	
			Таблица С1. Площадь подготовки и устройств территории под элементы ПС (ПЭС)	ПС 35 кВ Пажанья				35	Трансформатор силовой дуговыключательный преобразный ТМН-6300/35/10 УХЛП			Приморский край	1	1	элемент ПС	С1-03-1				
			Таблица Б1. УНЦ подготовки и устройств территории ПС (ПЭС)	ПС 35 кВ Пажанья				35	Благоустройство в месте проведения строительства (силовые трансформаторы 35 кВ, 6,3 МВА)			Приморский край	1	67	м2	Б1-08	3,44	1	230,48	
			Таблица С1. Площадь подготовки и устройств территории под элементы ПС (ПЭС)	ПС 35 кВ Пажанья				35	Реклоузер 35 кВ			Приморский край	1	1	элемент ПС	С1-01-1				
			Таблица Б1. УНЦ подготовки и устройств территории ПС (ПЭС)	ПС 35 кВ Пажанья				35	Благоустройство в месте проведения строительства (реклоузер 35 кВ)			Приморский край	1	167	м2	Б1-08	3,44	1	574,48	
			Таблица П11.УНЦ на кадастровые работы ПС (ПЭС) и работы по установлению земельных отношений	ПС 35 кВ Пажанья				35	н/д			Приморский край	1,00	0,36	га	П11-01	2 856,53	1	1 028,35	
			Таблица П6.УНЦ на проектные и изыскательские работы для отдельных элементов электрических сетей	ПС 35 кВ Пажанья				35	н/д			Приморский край	1,00	1,00	объект	П6-10	10 637,53	1	10 637,53	
			Итого стоимость строительства на 3 кв 2025 г (С учетом Прогнозные индексы дефлятора Минкомразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов от 30 сентября 2024) дефлятор строительство - 3 кв 2025 - 1,06)															1,06	121 342,86	
			Итого объем финансовых потребностей по инвестиционному проекту, тыс. рублей	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	121 342,86	н/д

¹⁰ Ячейки, в которых указано слово "нд", заполнению не подлежат

Дополнение:

Столбцы 1-3 заполняются в соответствии с правилами заполнения форм инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380 (либо от 14.06.2016 № 533).

В столбце 4 указывается наименование одного УНЦ в отношении технологического решения (мероприятия) инвестиционного проекта, реализуемого на объекте, применительно к этапу строительства объекта.

В столбце 5 в отношении одного технологического решения (мероприятия) указывается наименование одного объекта электроэнергетики (электрической (трансформаторной, распределительной) подстанции (далее – ПС, ТП, РТП), воздушной линии электропередачи (далее – ВЛ), участка ВЛ (при необходимости), кабельной линии электропередачи (далее – КЛ), линейно-кабельных сооружений волоконно-оптической линии связи (далее – ВОЛС), пункта переходного (секционирования, коммерческого учета, соединительного, распределительного) (далее – ПП), перехода ВЛ, линии гололеда), административного (производственного) здания, магистрального газопровода, магистрального нефтепровода), наименование рабочих электрических сетей для организации коммерческого учета электрической энергии, наименование объекта соответствующей инфраструктуры, в том числе на стороне которого реализуются технические (технологические) решения в соответствии с реализуемыми техническими условиями).

В столбце 6 указывается номер этапа строительства в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации в случае если проектной документацией предусмотрено выделение этапов в составе проектной документации; либо при отсутствии – «нд».

В столбце 7 в соответствии с правилами заполнения форм инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380 (либо от 14.06.2016 № 533), указывается текущая стадия реализации инвестиционного проекта, а при наличии этапа строительства объекта - текущая стадия реализации инвестиционного проекта этапа строительства.

В столбце 8 в соответствии с инвестиционным проектом в отношении отдельного технологического решения и соответствующего ему наименованию УНЦ, указанным в пункте 4, указывается планируемый (утвержденный) срок ввода объекта в эксплуатацию, определяемый в соответствии с правилами заполнения форм инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380 (либо от 14.06.2016 № 533)

В столбце 9 указывается значение номинального (высшего) класса напряжения оборудования и элементов электростанций, их вспомогательных систем, зданий (строений, сооружений) и мероприятий, реализуемых в отношении указанных элементов:

для трансформаторного трансформатора – класс напряжения объекта высшего напряжения оборудования, кВ;
для выключателя (реклоузера, реактора, токопровода, шинной опоры, разрядника, устройств защиты от перенапряжений, оборудования для компенсации реактивной мощности, дизель-генераторной установки, установки плавления гололеда, пункта переходного (секционирования, коммерческого учета, соединительного, распределительного) – номинальный класс напряжения оборудования, кВ;

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

для опов ВЛ (провода, грозотроса, защиты опов ВЛ, грозид и изоляторы, ВОЛС, переходы ВЛ (КЛ), трансм КЛ, горизонтально-направленного бурения (далее – ГНБ) кабельной линии, оборудования высокочастотной связи) – проектный номинальный класс напряжения ВЛ (КЛ), кВ;
для зданий зачатей ПС (закрытого распределительного устройства, здания с внутренней установкой комплектного распределительного устройства) – высший класс напряжения оборудования, кВ;
для зданий обособленного пункта управления (здания распределенного пункта) – высший класс напряжения ПС или основного оборудования, которое относится к указанному зданию, кВ;
для систем релейной защиты и автоматики (систем диагностики и мониторинга, систем телемеханики) – класс напряжения оборудования (ВЛ, КЛ), в отношении которого реализуется соответствующая система, кВ;
для мероприятий по очистке местности объектов от взрывоопасных веществ (карьерных работ, установочных земляных работ, документации по планировке территории, простро-изыскательских работ) – номинальный класс напряжения ПС (ВЛ, КЛ) или основного оборудования, которое относится к указанному мероприятию, кВ.
В столбце 10 указывается техническая характеристика в соответствии с УНЦ и технические характеристики, которые отсутствуют в УНЦ и конкретизируют техническое решение (мероприятие).

В столбце 11 указывается наименование документа организации, согласно которому утверждены технические и количественные характеристики (показатели) технологического решения (оборудования, мероприятия) (решения действующих (актуальных) технических условий) с указанием номера и даты документа.

В столбце 12 указывается субъект Российской Федерации, на территории которого реализуется технологическое решение (мероприятие).

В столбце 13 указывается коэффициент перехода от измерителя (единицы измерения) технологического решения к измерителю (единицы измерения) УНЦ (далее – расчетный коэффициент УНЦ) в отношении расчетов УНЦ, которые, приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10 предусмотрен соответствующий пересчет; либо при отсутствии пересчета - «1». Предусмотрены следующие расчетные коэффициенты:

«1» – для заданного технологического решения в УНЦ в требуемом исполнении (на три фазы, на три комплекта) (то есть для комплекта из трех однофазных трансформаторов того и в нормативе цены УНЦ установленными на три фазы) или для заданного технологического решения в отношении которого не определяется количество фаз (технические характеристики технологических решений в УНЦ идентичны);
«1/3» – для заданного технологического решения в однофазном исполнении (на одну фазу) в УНЦ установленными на три фазы (то есть для силового однофазного трансформатора (реактора) и нормативе цены УНЦ силовой трансформатора (реактора) установленными на три фазы, расчетный коэффициент составит 1/3=0,333);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества физических проводов на нормируемое количество физических проводов в соответствии с УНЦ самонесущего изолированного провода (далее – СИП) ВЛ (то есть для трех физических проводов СИП-3 и нормативе цены УНЦ (расценки группы Л7) установленными на один физический провод, расчетный коэффициент составит 3/1=3);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества распределительных проводов в фазе ВЛ на нормируемое количество в соответствии с УНЦ провода ВЛ скелетного типа (то есть для заданного количества распределительных проводов в фазе ВЛ – 5 и нормируемое количество распределительных проводов в фазе ВЛ – 1, расчетный коэффициент составит 5/1=5);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества сигналов в виде суммы аналоговых и дискретных входных сигналов оборудования на сумму нормируемого количества аналоговых и дискретных входных сигналов технологического решения в соответствии с УНЦ информационно-вычислительного комплекса объекта электроэнергетики УНЦ автоматизированной системы управления технологическими процессами ПС (далее – АСУТП) присоединения (расценки группы А4), УНЦ коэффициент, получаемый, путем приведения (дальней) заданного количества ячеек выключателей в здании РП (СП, РТП, ТП) на нормируемое количество ячеек выключателей в соответствии с УНЦ здания РП (СП, РТП, ТП) блочного типа (расценки 34-01) (то есть при количестве выключателей – 11 и нормируемое количество в соответствии с УНЦ – 7, расчетный коэффициент составит 11/7=1,571);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества отходящих линий одного шкафа на постоянном (переменном) токе на нормируемое количество отходящих линий в соответствии с УНЦ системы оперативного постоянного тока и собственных нужд ПС (расценки группы И13) (то есть при количестве отходящих линий – 15 и нормируемое в соответствии с УНЦ количество отходящих линий – 12, расчетный коэффициент составит 15/12=1,25);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества жил КЛ на нормируемое наибольшее количество жил в соответствии с УНЦ контрольного (силового) кабеля (УНЦ КЛ 0,4-40) (расценки групп И1, К3), (то есть для заданного количества жил кабелей (КЛ) – 14 и нормируемое наибольшее количество (наибольшее из количества жил 4 и 5) – 5, расчетный коэффициент составит 14/5=2,8);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества коммутаторов в одном шкафу на нормируемое наибольшее количество коммутаторов в шкафу в соответствии с УНЦ систем АСУТП и телемеханики (расценки А5-04, А5-05) (то есть для заданного количества коммутаторов – 11 и нормируемое наибольшее количество коммутаторов в шкафу (наибольшее из количества коммутаторов в шкафу 4 и 6) – 6, расчетный коэффициент составит 11/6=1,83);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества цепей (3 и более) КЛ прокладываемых в траншее на нормируемое наибольшее количество цепей КЛ в соответствии с УНЦ на устройство траншей КЛ и восстановление бланкруств по трассе (расценки группы Б2) (то есть при количестве цепей КЛ в траншее 3 и нормируемое наибольшее количество цепей в соответствии с УНЦ (наибольшее из количества цепей для одиночной и двухцепной КЛ) – 2, расчетный коэффициент составит 3/2=1,5);
коэффициент, получаемый путем приведения (дальней) заданного количества прокладываемых волоконно-оптических кабелей (далее – ВОК) в траншее (3 и более) на нормируемое наибольшее количество цепей ВОК в соответствии с УНЦ на устройство траншей ВОК и восстановление бланкруств по трассе (расценки группы Б3) (то есть при количестве кабелей ВОК в траншее 3 и наибольшее нормируемое количество кабелей в соответствии с УНЦ – 2, расчетный коэффициент составит 3/2=1,5);
коэффициент, получаемый, путем приведения (дальней) заданного количества труб в прокате, выполненным методом ГНБ, на нормируемое наибольшее количество труб в соответствии с УНЦ на выполнение специального перехода кабельной линии методом ГНБ (расценки группы И1) (то есть при количестве труб диаметром 300 мм в прокате – 6 и нормируемое наибольшее количество труб диаметром 300 мм в прокате в соответствии с УНЦ – 4, расчетный коэффициент составит 6/4=1,5).

В столбце 15 указывается количественные показатели (количество) на заданных в столбце 16 измерить (единицу измерения) УНЦ.

В столбце 16 указывается измеритель (единица измерения) УНЦ.

В столбце 17 указывается номер расценки УНЦ в соответствии с приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10.

В столбце 18 указывается числовое значение УНЦ в тыс. рублей без НДС в соответствии с приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10.

В столбце 19 указывается коэффициент перехода от базовых нормативов к территориальному уровню нормативов, который соответствует коэффициенту перехода от базового УНЦ электрических сетей (ВЛ) к уровню УНЦ электрических сетей (ВЛ) субъектов Российской Федерации в соответствии с приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10.

В столбце 20 указывается величина затрат в тыс. рублей без НДС, определяемая как произведение расчетного коэффициента УНЦ столбца 14 на числовое значение УНЦ столбца 18 на коэффициент перехода от базовых нормативов к территориальному уровню нормативов столбца 19.

По итогам определения затрат, необходимых для строительства объектов электроэнергетики, выполняемых в соответствии с утвержденными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части мероприятий нормируемых УНЦ, определяется объем финансовых потребностей по инвестиционному проекту как сумма мероприятий нормируемых УНЦ, который рассчитывается в столбце 20 и указывается в строке «итого объем финансовых потребностей по инвестиционному проекту, тыс. рублей».

В столбце 21 указывается краткое обоснование корректировки утвержденных показателей с описанием причин – в соответствии с изменениями, внесенными в документ, согласно которому утверждены технологические решения, указанные в столбце 12(1); «и» – при включении нового инвестиционного проекта или при отсутствии изменений для соответствующего УНЦ, относительно утвержденной инвестиционной программы. Исключенные мероприятия УНЦ в соответствии с изменениями, внесенными в документ, согласно которому утверждены технологические решения, указанные в столбце 12(1) исключаются из формы раскрытия в столбце 20 не заполняется.

ОПТИМАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

НОВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

ПС 35/10 кВ «Пляжная»

АО «ДРСК»

MSK_P_230457

Ver: 250702

PE: balam@tavrida.ru

Приложение Г

1. Основание для разработки

- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» №15-02/22-02 от 13.02.2024.

2. Цель проекта

Разработка оптимального технико-экономического предложения строительства ПС 35/10 кВ «Пляжная» для электроснабжения 315 индивидуальных жилых домов.

3. Характеристика объекта строительства

Параметр	Описание
Год строительства	2026
РУ 35 кВ	Схема 35-3Н
Трансформатор	ТМН-6300/35/10
РУ 6 кВ	1 секция шин, 2 отходящие линии
Коммерческий учёт	Требуется
Управление	Местное/Дистанционное
Заявленная мощность	4785 кВт
Потребители	Индивидуальные жилые дома

Приложение Г

4. Описание сценария строительства

Объем строительства:

Параметр	
РУ 35 кВ	- Воздушное подключение с использованием портала типа ПС35-Я2 - ОРУ по схеме 35-3Н на базе реклоузера SMART35 и разъединителя РГП-2-35 на одностоечных монтажных комплектах - Состав ОРУ 35 кВ: - Узел линейного разъединителя – 1 шт. - Узел вводного реклоузера – 1 шт.
Трансформатор	ТМН-6300/35/10
Маслоприемник	Монолитный комбинированный маслоприемник и маслосборник для силового трансформатора. Представляет из себя монолитную чашу, которая изготавливается по месту строительства подстанции.
РУ 6 кВ	- Односекционное ОРУ на базе реклоузеров Smart15 и разъединителей типа РЛК-10. - Состав ОРУ 6 кВ: - Узел вводного разъединителя – 1 шт. - Узел вводного реклоузера – 1 шт. - Узел реклоузера отходящей линии – 2 шт. - Узел ТСН с разъединителем – 1 шт. - Узел разъединителя отходящей линии – 2 шт. - Комплект гибкой ошиновки 6 кВ выполненной проводом АС-240
Ограждение	Сетчатое ограждение выполнение из 3D-панелей с 1 воротами и 1 калиткой с барьером безопасности и противоподкопом на винтовых сваях
Молниезащита	Молниеотвод секционный из алюминия с пассивным молниеприемником типа МСАП-25 на винтовой свае
Вторичные цепи и лотки для их прокладки	- Железобетонные кабельные трассы, прокладываются вдоль стоек с установленным оборудованием и фундамента силового трансформатора. Подвод трассы к шкафам производится через ответвление с помощью металлических лотков. - Комплект вторичных цепей
Контур заземления	Контур заземления подстанции выполняется горизонтальной сеткой на глубине 0,7м с вертикальными заземлителями. Глубина вертикальных заземлителей 5м. В комплект поставки также входит переносное заземление для пожарных машин.
Пожарный щит	Пожарный щит типа ЩП-Е, расположенный на территории подстанции у ворот.
Освещение	Освещение подстанции с помощью светодиодных светильников, которые расположены на 2 опорах освещения на высоте 9м.
Схема однолинейная	Приложение 1
Компоновка	Приложение 2
Состав защит и автоматики	Приложение 3
Связь	Приложение 4
3D-модель	Ссылка

Описание технической части решения:

Приложение Г

Параметр	
Оперативная блокировка разъединителей	- Для сбора информации о положении главных и заземляющих ножей разъединителей используется шкаф ОБР на ОРУ 35 кВ наружного исполнения - Организация питания оперативной блокировки разъединителей производится на напряжении 220 В DC от шкафа питания ОБР наружного исполнения
Система измерения	- Для функций РЗиА используется встроенная в каждый реклоузер SMART35 и Smart15 система измерения, построенная на базе датчиков тока и напряжения - Для коммерческого учета используются встроенные в Smart15 система измерения, построенная на базе маломощных трансформаторов тока и датчиков напряжения
РЗА	Функции РЗА выполняет модуль управления серии CM15 размещенный в шкафу управления реклоузеров SMART35 и Smart15.
ДЗТ	- ДЗТ реализуется на базе шкафа уличного исполнения, который расположен на узле реклоузера защиты трансформатора. Внутри шкафа установлен микропроцессорный терминал «Сириус-Т-БПТ» - Измерительные цепи для терминала ДЗТ подводятся от встроенных во ввода силового трансформатора ТТ 35 кВ и ТТ 10 кВ, установленных на узлах вводных реклоузеров
АРНТ	- АРНТ реализуется на базе шкафа уличного исполнения, который расположен на узле реклоузера защиты трансформатора. Внутри шкафа установлен микропроцессорный регулятор УП-100 - Измерительные цепи подводятся от внешнего ТН 6 кВ, установленного на секции 6 кВ
Собственные нужды	- В качестве источника питания для собственных нужд используется трансформатор типа ТМГ-25, который устанавливается на ОРУ 10 кВ. Подключение потребителей организовано от шкафа собственных нужд. - На ОРУ35 устанавливается однофазный ТСН 35 кВ ОЛ-НТЗ-1/35. Данный трансформатор собственных нужд обеспечивает дополнительное гарантированное питание реклоузера ввода 35 кВ Т1, а также упрощает постановку под напряжение силового трансформатора.
Оперативный ток	Распределенная СОПТ: аккумуляторная батарея внутри шкафа управления каждого реклоузера SMART35 и Smart15
Учет электроэнергии	Учет электроэнергии на стороне 6 кВ на базе встроенного функционала реклоузеров Smart15 с использованием собственной системы измерения и модулей управления
Маслоприемник и фундамент силового трансформатора	Комбинированный маслоприемник и маслосборник представляет из себя монолитную железобетонную чашу размером 6,4 м x 7,4 м. В центре чаши находится железобетонный куб - фундамент, на который устанавливается силовой трансформатор. Фундамент позволяет установить трансформаторы 35 кВ серий ТМ, ТМН, ТДНС номинальной мощностью до 16 МВА включительно
Организация связи	Передачу данных на верхний уровень в системы SCADA и АИИСКУЭ выполняется по радиоканалу, протоколам передачи данных Modbus RTU и СПОДЭС

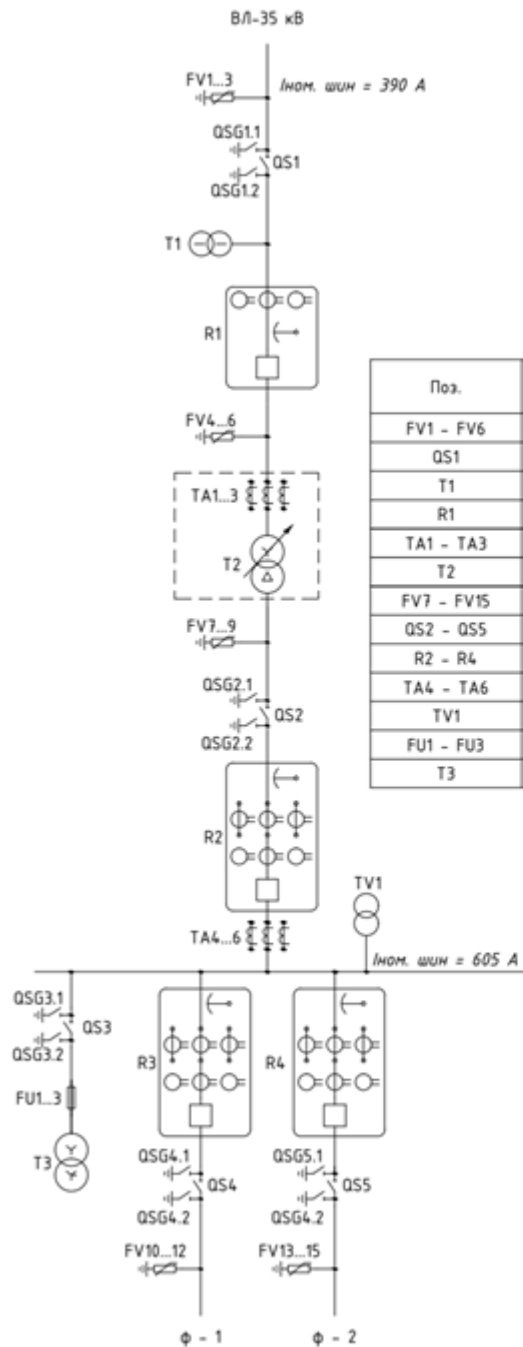
Приложение Г

5. Ключевые преимущества решения

Параметр	Характеристика
ПС 35/10	✓ Сокращение занимаемой площади в сравнении с ПС традиционного типа за счет применения малогабаритного оборудования и типовых монтажных комплектов для установки на ОРУ ✓ Возможность расширения секции 10 кВ до пяти отходящих линий без реконструкции РУ. Строительная часть под расширение выполняется на этапе строительства подстанции ✓ Оборудование TER не требует обслуживания в течение всего срока службы ✓ Вводы коммутационного модуля реклоузеров имеют изоляцию, не требующую чистки (степень загрязнения изоляции по ГОСТ 9920 IV) ✓ Все монтажные комплекты защищены от коррозии путем нанесения защитного покрытия методом горячего цинкования ✓ Все реклоузеры обладают встроенной системой РЗиА, благодаря этому большая часть защит не требует поставки дополнительных терминалов (за исключением организации ДЗТ) ✓ В комплект поставки оборудования входит ПО TELARM, позволяющее изменять настройки РЗА удаленно, без выезда на объект ✓ Все реклоузеры оснащены комбинированными датчиками тока и напряжения, благодаря чему обеспечивается измерения токов и напряжений для нужд РЗА (за исключением организации ДЗТ) и учета ЭЭ ✓ Реклоузеры SMART15 обладают функцией встроенного учета ЭЭ с возможностью выдачи данных учета в систему АСКУЭ, благодаря чему не требуется оснащение присоединений дополнительными счетчиками ЭЭ ✓ Распределённая система СОПТ обеспечивает независимое гарантированное питание каждого реклоузера на время около 24 часов ✓ Отечественный производитель

Приложение Г

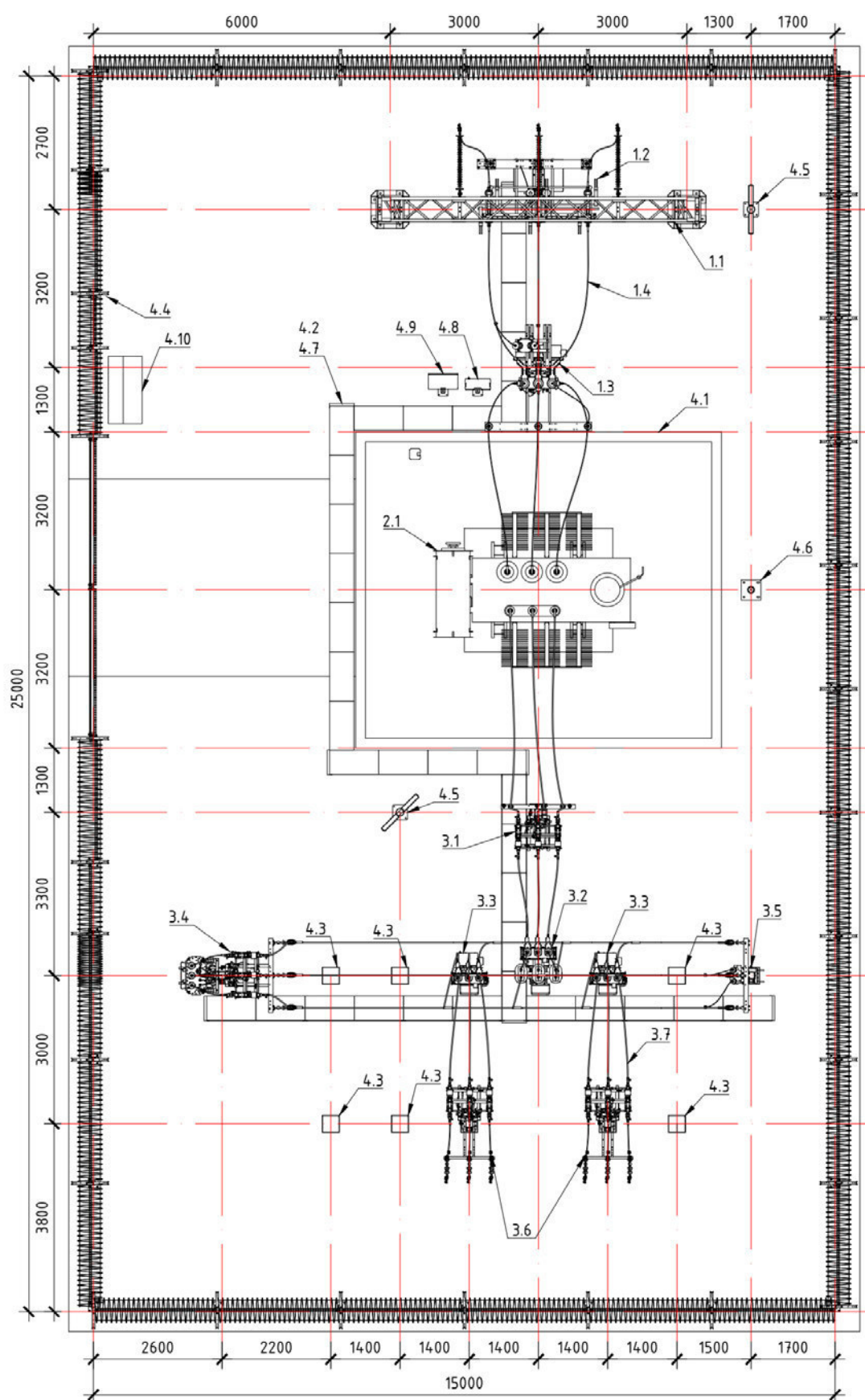
Приложение 1. Однолинейная схема



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.
FV1 - FV6	ОПН-35/680/42,0-10-III УХЛ1	Ограничитель перенапряжения 35 кВ	6
QSG1	РГП-2-35/1000 УХЛ1	Разъединитель 35 кВ с 2 ЗН	1
T1	ОЛ-НТЗ-1/35-III УХЛ1	Трансформатор собственных нужд 35 кВ	1
R1	TER_Rec35_Smart1_Sub7	Реклоузер 35 кВ	1
TA1 - TA3	ТВ-35 200/5 10P/10P	Встроенные трансформаторы тока 35 кВ	3
T2	ТМН-6300/35/6	Силовой трансформатор	1
FV7 - FV15	ОПН-П-6/7,6/5/250 УХЛ1	Ограничитель перенапряжения 10 кВ	9
QSG2 - QSG5	Р/К-2-10.IV/630 УХЛ1	Разъединитель 10 кВ с 2 ЗН	4
R2 - R4	TER_Rec15_Smart1_R7	Реклоузер 10 кВ	3
TA4 - TA6	ТОЛ-10-III-2-0,5S/10P-800/5 УХЛ1	Трансформаторы тока 10 кВ	3
TV1	НОЛ-НТЗ-10-IV УХЛ1	Трансформатор напряжения 10 кВ	1
FU1 - FU3	ПКТ 101-10-5-12,5 УХЛ1	Предохранитель 10 кВ	3
T3	ТМГ-25/10 /0,4	Трансформатор собственных нужд 10 кВ	1

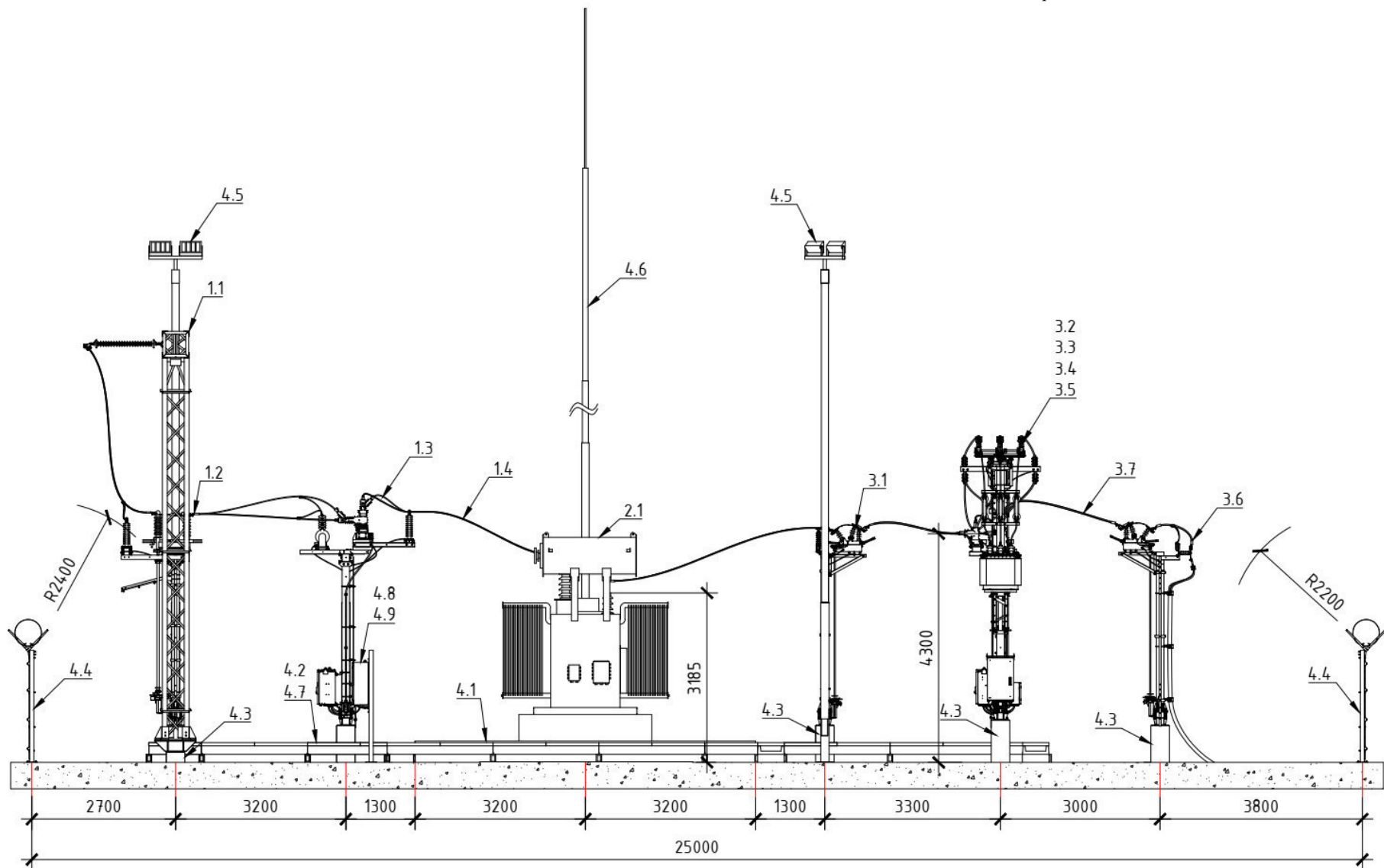
Приложение Г

Приложение 2.1. Компоновка подстанции вид сверху



Приложение Г

Приложение 2.2. Компоновка подстанции вид сбоку



Приложение Г

Приложение 2.3. Спецификация оборудования и узлов

№	Наименование	Количество
1	Компоненты ОРУ 35 кВ	
1.1	Портал ячейковый ПС35-Я2	1
1.2	Узел линейного разъединителя	1
1.2.1	Разъединитель РГП-2-35/1000 УХЛ1	1
1.2.2	ОПНп-35/680/42,0-10-III УХЛ1	3
1.2.3	Счетчик срабатывания ОПН	3
1.2.4	Одностоечный монтажный комплект для установки оборудования	1
1.3	Узел реклоузера защиты трансформатора	1
1.3.1	Реклоузер SMART35	1
1.3.2	ОПНп-35/680/42,0-10-III УХЛ1	3
1.3.3	Трансформатор собственных нужд ОЛ-НТЗ-1/35 УХЛ1	1
1.3.4	Шкаф ДЗТ и АРНТ	1
1.3.5	Одностоечный монтажный комплект для установки оборудования	1
1.4	Комплект проводов и зажимов для ОРУ 35 кВ	1
2	Силовой трансформатор	
2.1	ТМН-6300/35/10	1
3	Компоненты ОРУ 10 кВ	
3.1	Узел вводного разъединителя	1
3.1.1	Разъединитель РЛК.2-10.IV-630 УХЛ1	1
3.1.2	ОПН-П-10/12/5/250 УХЛ1	3
3.1.3	Одностоечный монтажный комплект для установки оборудования	1
3.2	Узел вводного реклоузера	1
3.2.1	Реклоузер Smart15	1
3.2.2	Трансформатор тока ТОЛ-10-III-2-0,5S/10P-800/5 УХЛ1	3
3.2.3	Одностоечный монтажный комплект для установки оборудования	1
3.3	Узел реклоузера отходящей линии	2
3.3.1	Реклоузер Smart15	1
3.3.2	Одностоечный монтажный комплект для установки оборудования	1
3.4	Секционный узел с ТСН	1
3.4.1	Разъединитель РЛК.2-10.IV-630 УХЛ1	1
3.4.2	Предохранитель ПКТ 101-10-5-12,5 УХЛ1	3
3.4.3	Трансформатор собственных нужд ТМГ-25/10/0,4	1
3.4.4	Одностоечный монтажный комплект для установки оборудования	1

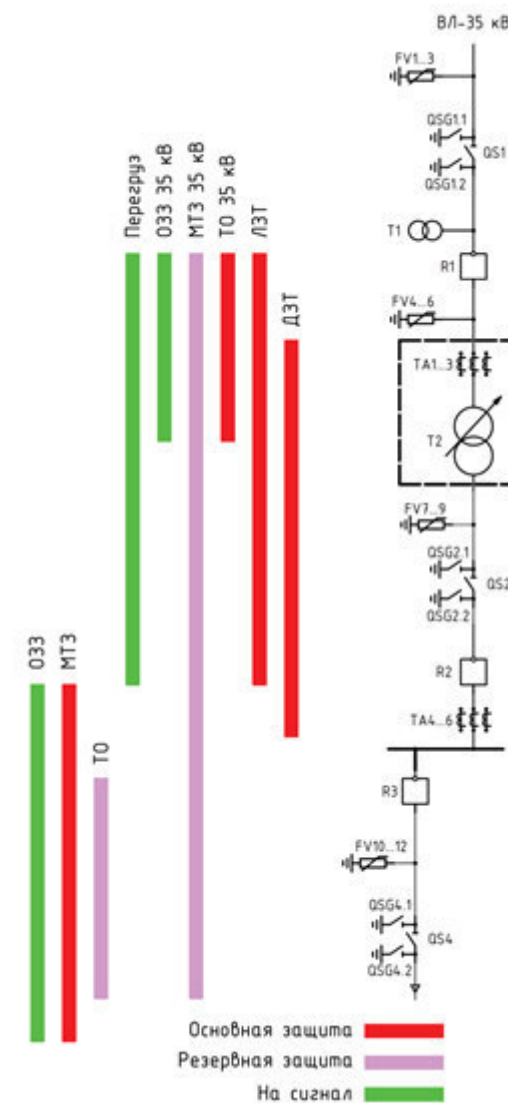
Приложение Г

№	Наименование	Количество
3.5	Узел секционный с ТН	1
3.5.1	Трансформатор напряжения НОЛ-НТЗ-10-IV УХЛ1	1
3.5.2	Одностоечный монтажный комплект для установки оборудования	1
3.6	Узел линейного разъединителя	2
3.6.1	Разъединитель РЛК.2-10.IV/630 УХЛ1	1
3.6.2	ОПН-П-10/12/5/250 УХЛ1	3
3.6.3	Подвесной изолятор на напряжение 10 кВ типа ЛК-70/10-И-3 ГС	3
3.6.4	Одностоечный монтажный комплект для установки оборудования	1
3.7	Комплект проводов и зажимов для ОРУ 10 кВ	1
4	Общеподстанционные компоненты	
4.1	Комбинированный маслоприемник и маслосборник	1
4.2	Комплект ЖБ лотков для вторичных цепей	1
4.3	Железобетонная свая 350х350мм	18
4.4	Комплект сетчатого ограждения	1
4.5	Стойка освещения	2
4.6	Молниеотвод МСАП-25	1
4.7	Комплект цепей вторичной коммутации	1
4.8	Шкаф питания оперативной блокировки разъединителей	1
4.9	Шкаф оперативной блокировки разъединителей	1
4.10	Пожарный щит	1

Приложение 3. Состав защит и автоматики

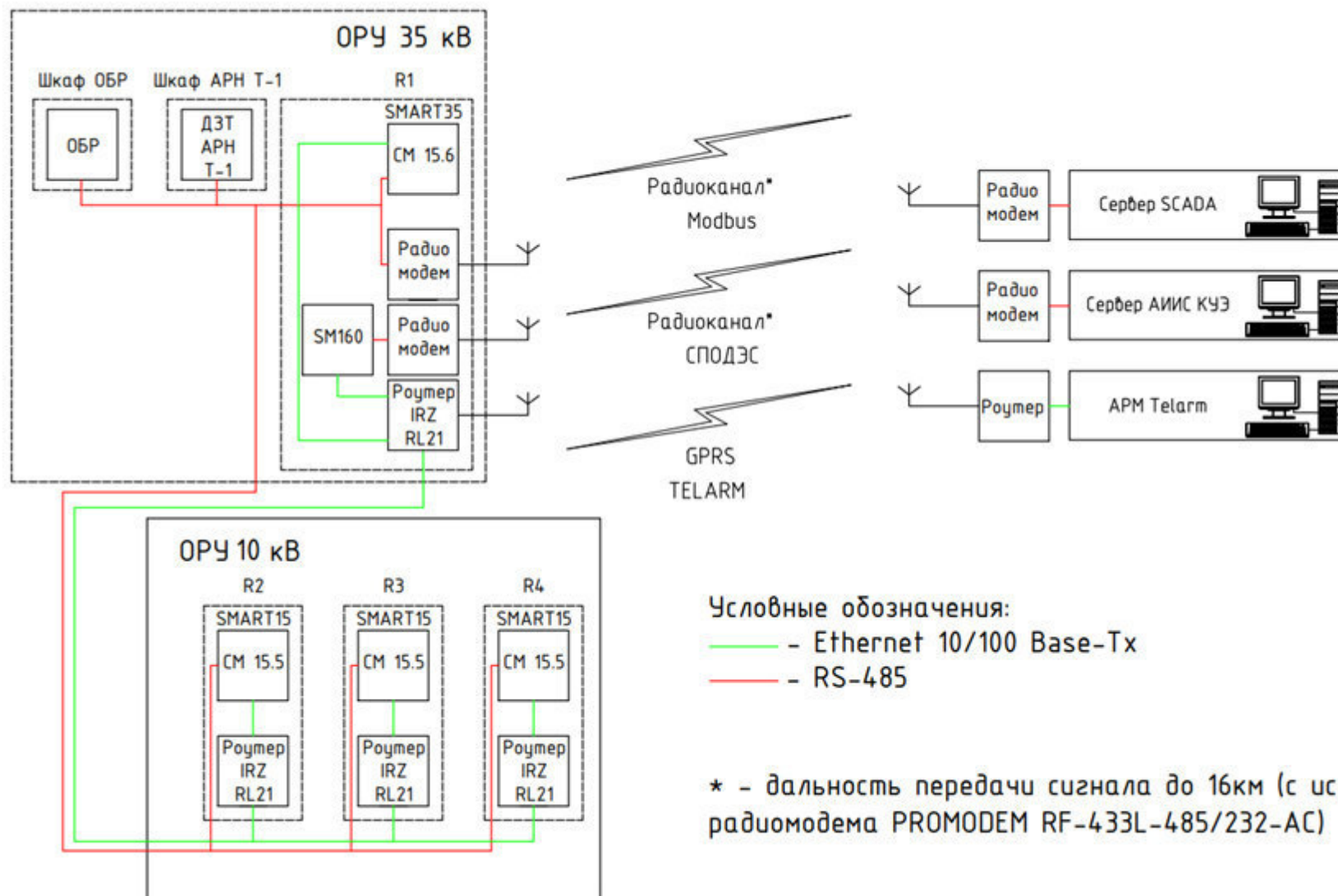
Приложение Г

	Встроенные защиты	Логические защиты	Внешние защиты
ОРУ35	Smart35 Т0 МТЗ АПВ Перегруз ОЗЗ	Smart35 ЛЗТ	Шкаф ДЗТ ДЗТ АРН
Силовой трансформатор		Трансформатор ГЗ Уровень темп. Уровень масла Предохр. клапан	
ОРУ 10	Smart15 Т0 МТЗ ОЗЗ АПВ	УРОВ ЛЗШ	



Приложение Г

Приложение 4. Структурная схема организации связи



Реклоузер SMART35



- Рекордные массогабаритные показатели среди аппаратов 35 кВ
- Выключатель с гидрофобной силиконовой изоляцией
- Встроенная универсальная система измерения токов и напряжений
- Шкаф с модулем СМ15 для управления выключателем, с функциями РЗА и диагностикой оборудования

Технические характеристики SMART35



35 кВ	Номинальное напряжение
1250 А	Номинальный ток
20 кА	Номинальный ток отключения
30 000 В-О	Механический ресурс
-60 ... +55 °С	Рабочие температуры
IV	Степень загрязнения атмосферы
86 кг	Масса коммутационного модуля
IEC 104 Modbus RTU	Протоколы приема-передачи данных

Технические характеристики SMART15



10 (6) кВ	Номинальное напряжение
630 А	Номинальный ток
16 кА	Номинальный ток отключения
30 000 В-О	Механический ресурс
-60 ... +55 °С	Рабочие температуры
IP65	Степень защиты корпуса
34 кг	Масса
IEC 104 Modbus RTU	Протоколы приема-передачи данных

Модуль управления СМ_15

Учет электроэнергии

Учет активной и реактивной энергии
Измерение параметров сети, измерение ПКЭ

Управление выключателем

Самодиагностика, управление
выключателем и его диагностика



Защиты и автоматика

Функции РЗА, ЗДЗ,
направленная защита от ОЗЗ

Прием и передача данных

RS232/485, Ethernet
Дискретные входы/выходы

Одно устройство обеспечивает всю необходимую
функциональность

Характеристики СМ_15

Технические характеристики

AC, DC	Тип оперативного тока
85-265 В	Диапазон рабочих напряжений
≤ 10 с	Время готовности после подачи питания
≥ 10 с	Время сохранения работоспособности после потери оперативного питания
2 или 8	Дискретных входов
2 или 8	Дискретных выходов

Характеристики учета электроэнергии

0,5S	Класс точности измерения активной энергии W_p+ W_p-
1	Класс точности измерения реактивной энергии W_q+ W_q-
4	Количество тарифных зон
1-60 мин	Интервал записи показаний
100 суток*	Глубина записи



* при использовании получасового интервала учета (4800 записей)

Универсальная система измерений

Датчик тока для РЗА

Пояс «Роговского» без эффекта насыщения

Датчик тока для учета

Маломощный ТТ
с широким диапазоном измерения



Датчик напряжения

Емкостно-резистивный делитель
напряжения, не подверженный
феррорезонансу

Датчик тока нулевой последовательности

Фильтр из трех ММТТ позволяет измерять токи от 0,1 А

Система измерений не требует подбора по номиналу нагрузки

Характеристики КДТН

Измерения для РЗА

$\pm 5\%$ (10 - 100 А)	Погрешность измерения фазных токов
$\pm 1\%$ (100 - 12500А)	
$\pm 2,5\%$	Погрешность измерения фазного напряжения
1%	Погрешность измерения тока нулевой последовательности
0,1 А	Нижний предел измерения тока нулевой последовательности

Измерения тока для учета

0,5S	Класс точности фазного тока
50 А	Номинальный первичный ток
38,4 о.е. (1920 А)	Номинальный расширенный коэффициент
0,5 ... 1920 А	Диапазон измеряемых первичных токов

Измерения напряжения для учета

0,5	Класс точности
6/√3 кВ	Номинальное первичное напряжение
10/√3 кВ	
4,8/√3 ... 12/√3 кВ	Диапазон измеряемых первичных напряжений

Расчет емкостных токов

Согласно типовой инструкции по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ (РД 34.20.179) компенсация емкостных токов должна применяться при следующих значениях емкостного тока замыкания на землю сети в нормальных режимах ее работы:

- в сетях 35 кВ – при токе более 10 А;
- в сетях 10 кВ – при токе более 20 А.

ПС 35 кВ Пляжная к энергосистеме подключена к энергосистеме по новой ВЛ 35 кВ (отпайка от ВЛ 35 кВ Находка – Связь), провод АСКС-70/11, протяженность новой ВЛ 35 кВ - 2,606 км.

Расчет емкостных токов выполняется в соответствии с РД 34.20.179 «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ».

Емкостный ток замыкания на землю I_c , А/км, определяется по формуле:

$$I_c = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_\phi \cdot 10^{-6},$$

где ω – угловая частота напряжения, $\omega=314,16$ рад/с;

C_ϕ – емкость фазы сети, мкФ;

U_ϕ – фазное напряжение сети, В;

0,0049 – удельная емкость, мкФ/км.

В соответствии с п. 3.1 РД 34.20.179 мощность дугогасящих реакторов должна выбираться по значению емкостного тока сети с учетом ее развития в ближайшие 10 лет. В связи с отсутствием точных данных о развитии сети 10 кВ на ПС, в соответствии с РД 34.20.179, допускается определять перспективное значение емкостного тока сети увеличенным на 25 %.

Емкостной ток замыкания на землю в сети 35 кВ составит:

$$I_c = 3 \cdot 314,16 \cdot 0,0049 \cdot 2,606 \cdot \frac{35000}{1,73} \cdot 10^{-6} = 0,24 \text{ А}$$

Итого с учетом 25% увеличения $0,24 \cdot 1,25 = 0,30 \text{ А} < 10 \text{ А}$.

Согласно проведенным расчетам компенсация емкостного тока замыкания на землю в сети 35 кВ не требуется.

Согласно ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» к РУ 10 кВ будут подключены две кабельные линии сечением 240 мм² ориентировочной длиной 2,4 и 2,5 км.

Расчет емкостных токов

Результаты проведенных расчётов ёмкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ ПС 35 кВ Пляжная представлены в таблице 1.

Таблица 1- Расчёт ёмкостных токов в сети 10 кВ

Присоединение	Сечение	Длина, км	Иуд, А/км	Ис, А
КЛ 10 кВ №1	3х240	2,4	1,3	3,12
КЛ 10 кВ №2	3х240	2,5	1,3	3,25
Ёмкостный ток , А				6,37

Итого с учетом 25% увеличения $6,37 * 1,25 = 7,96 \text{ А} < 10 \text{ А}$.

Согласно проведенным расчетам компенсация емкостных токов в сети 10 кВ не требуется.

Выбор и проверка оборудования

Оглавление

1 Выбор и проверка основного электротехнического оборудования.....	2
1.1 Принятые параметры максимальных рабочих токов и токов КЗ	2
1.2 Расчетные условия для выбора и проверки силовых выключателей.....	2
1.3 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 35 кВ.....	4
1.4 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 10 кВ.....	5
1.5 Расчетные условия для выбора и проверки разъединителей.....	6
1.6 Проверка разъединителя 35 кВ.....	6
1.7 Расчетные условия для выбора и проверки трансформаторов тока.....	7
1.8 Выбор и проверка трансформаторов тока	7
2 Выбор и проверка ошиновки	9
2.1 Расчетные условия для выбора и ошиновки.....	9
2.2 Выбор и проверка гибкой ошиновки 35 кВ.....	9
2.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки 10 кВ.....	9

Выбор и проверка оборудования

1 Выбор и проверка основного электротехнического оборудования

1.1 Принятые параметры максимальных рабочих токов и токов КЗ

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 в цепях ВН и НН двухобмоточных трансформаторов выбор оборудования и ошиновки производится по току трансформатора, устанавливаемого в перспективе.

Максимальные токи ВН и НН с учетом установки трансформатора мощностью 10 МВА и перегрузкой на 10% составят:

$$I_{\max \text{ВН}} = \frac{S_{\text{ном.}} \cdot K_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000 \cdot 1,1}{\sqrt{3} \cdot 35} = 182 \text{ А.} \quad (1.1)$$

$$I_{\max \text{НН}} = \frac{S_{\text{ном.}} \cdot K_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000 \cdot 1,1}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 605 \text{ А.} \quad (1.2)$$

В таблице 1.1 приведены значения токов короткого замыкания на ПС, а также времена отключения КЗ, принимаемые в качестве исходных данных при проведении расчетов, согласно раздела ЭПЦ-250501-02-ИОС1.3 (релейная защита и автоматика).

Таблица 1.1 - Параметры токов КЗ

Напряжение, кВ	Ток трехфазного КЗ в максимальном режиме в А	Ток трехфазного КЗ в минимальном режиме в А
35	2,47	1,04
10	2,86	1,97

В качестве расчетных данных принимаем максимальный ток КЗ (в таблице выделен жирным шрифтом).

1.2 Расчетные условия для выбора и проверки силовых выключателей.

Выбор и проверка основного электротехнического оборудования производится в соответствии с РД 153 34.0 20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}; \quad (1.3)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч.}}. \quad (1.4)$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{вкл.}} \geq i_{\text{уд.}} \quad (1.5)$$

Ударный ток в точке к.з.:

$$i_{\text{уд.}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot k_{\text{уд.}}, \quad (1.6)$$

Выбор и проверка оборудования

где

$k_{уд.}$ - ударный коэффициент (принимается в соответствии с ГОСТ Р 52735-2007, табл.Е.1).

Проверка по термической стойкости:

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} \geq B_k = \int_{i_k}^2 dt, \quad (1.7)$$

где

$I_{терм.}$ - ток термической стойкости;

$t_{терм.}$ - нормированное допустимое время его протекания;

$\int_{i_k}^2 dt$ - интеграл Джоуля для условий к.з.;

$t_{откл.}$ - полное время отключения короткого замыкания выключателем, $t_{откл.} = t_{собств.} + t_{рз.}$;

$t_{собств.}$ - собственное время отключения выключателя;

$t_{рз.}$ - полное время действия релейной защиты при к.з.

Выбор по коммутационной способности:

$$I_{вкл.} \geq I_{п.о.}; \quad (1.8)$$

$$I_{пр.скв.} \geq I_{п.о.}. \quad (1.9)$$

Проверка на коммутационную способность:

$$i_{а.норм} = \sqrt{2} \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном.} \geq i_{а.т}, \quad (1.10)$$

где

$\beta_{норм}$ - нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения:

$$\beta_{норм} = e^{-22,5 \cdot \tau}, \quad (1.11)$$

$i_{а.т}$ – расчётное значение аperiodической составляющей тока к.з. в момент τ :

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (1.12)$$

где

τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения контактов:

$$\tau = \tau_{з.мин} + t_{собств.} \quad (1.13)$$

где

$\tau_{з.мин}$ – минимальное время действия защиты.

Выбор и проверка оборудования

1.3 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 35 кВ

Проектом предусматриваются вакуумные реклоузеры 35 кВ с номинальными параметрами: $U_{ном}=35$ кВ, $I_{ном}=1250$ А, $I_{откл}=20$ кА, $t_{терм.ст.}=3$ с, $I_{дин.ст.}=51$ кА, $t_{собств.}=0,06$ с.

Проверка по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ.} \quad (1.14)$$

$$1250 \text{ А} > 182 \text{ А.} \quad (1.15)$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС $I^{(3)}_{по} = 2,47$ кА.

Ударный коэффициент $k_{уд.} = 1,4$.

Ударный ток $i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,47 = 4,87$ кА.

Наибольший пик тока электродинамической стойкости выключателя составляет 51 кА.

$$i_{вкл.} = 51 \text{ кА} > 6,48 \text{ кА.} \quad (1.16)$$

Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для выключателя составляет 20 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с.

$t_{откл} = 0,135$ с- полное время отключения короткого замыкания.

Поскольку $t_{откл} \leq t_{тер.норм}$, то допустимое для выключателя значение интеграла Джоуля следует определять по формуле:

$$V_{тер.доп.} = I_{терм.}^2 \cdot t_{откл.} = 20^2 \cdot 0,16 = 64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (1.17)$$

$$V_k = I_{по.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 2,47^2 \cdot (0,16 + 0,025) = 1,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (1.18)$$

$$64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (1.19)$$

Выбор по коммутационной способности:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя составляет 20 кА.

$$I_{вкл} = 20 \text{ кА} > 2,47 \text{ кА;} \quad (1.20)$$

$$I_{пр.скв.} = 51 \text{ кА} > 2,47 \text{ кА.} \quad (1.21)$$

Проверка по коммутационной способности:

$$\tau = \tau_{з.мин} + t_{собств.} = 0,1 + 0,05 = 0,16 \text{ с.} \quad (1.22)$$

$\tau_{з.мин} = 0,1$ с - время срабатывания основной защиты при КЗ.

$$\beta_{норм} = e^{-22,5 \cdot 0,16} = 0,027; \quad (1.23)$$

$$i_{а.норм} = \sqrt{2} \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,027 \cdot 20 = 0,76 \text{ кА;}, \quad (1.24)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 2,47 \cdot e^{-0,16/0,02} = 0,001 \text{ кА;} \quad (1.25)$$

$$2,47 \text{ кА} > 0,001 \text{ кА.} \quad (1.26)$$

Вакуумные реклоузеры 35 кВ удовлетворяет условиям выбора и проверки.

Выбор и проверка оборудования

1.4 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 10 кВ

Проектом предусматриваются вакуумные выключатели ISM15_LD_8 с номинальными параметрами: $U_{ном}=10$ кВ, $I_{ном}=1000$ А, $I_{откл}=20$ кА, $t_{терм.ст.}=3$ с, $I_{дин.ст.}=51$ кА, $t_{собств.}=0,035$ с.

Проверка по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$10\text{кВ} = 10\text{ кВ.} \quad (1.27)$$

$$1000\text{ А} > 605\text{ А.} \quad (1.28)$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС $I^{(3)}_{по} = 2,86$ кА.

Ударный коэффициент $k_{уд.} = 1,6$.

Ударный ток $i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,86 = 6,48$ кА.

Наибольший пик тока электродинамической стойкости выключателя составляет 51 кА.

$$i_{вкл.} = 51\text{ кА} > 6,48\text{ кА.} \quad (1.29)$$

Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для выключателя составляет 20 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с.

$t_{откл} = 0,135$ с- полное время отключения короткого замыкания.

Поскольку $t_{откл} \leq t_{тер.норм}$, то допустимое для выключателя значение интеграла Джоуля следует определять по формуле:

$$W_{тер.доп.} = I_{терм.}^2 \cdot t_{откл.} = 20^2 \cdot 0,35 = 140\text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (1.30)$$

$$W_k = I_{по.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 2,86^2 \cdot (0,135 + 0,025) = 1,3\text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (1.31)$$

$$140\text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,3\text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (1.32)$$

Выбор по коммутационной способности:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя составляет 20 кА.

$$I_{вкл} = 20\text{ кА} > 2,68\text{ кА;} \quad (1.33)$$

$$I_{пр.скв.} = 51\text{ кА} > 2,68\text{ кА.} \quad (1.34)$$

Проверка по коммутационной способности:

$$\tau = \tau_{з.мин} + t_{собств.} = 0,1 + 0,035 = 0,135\text{ с.} \quad (1.35)$$

$\tau_{з.мин} = 0,1$ с - время срабатывания основной защиты при КЗ.

$$\beta_{норм} = e^{-22,5 \cdot 0,135} = 0,048; \quad (1.36)$$

$$i_{а.норм} = \sqrt{2} \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,048 \cdot 20 = 1,41\text{ кА}; \quad (1.37)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 2,86 \cdot e^{-0,135/0,02} = 0,02\text{ кА;} \quad (1.38)$$

$$1,41\text{ кА} > 0,01\text{ кА.} \quad (1.39)$$

Вакуумные выключатели 10 кВ удовлетворяет условиям выбора и проверки.

Выбор и проверка оборудования

1.5 Расчетные условия для выбора и проверки разъединителей

Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}; \quad (1.40)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч.}}; \quad (1.41)$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{вкл.}} \geq i_{\text{уд.}} \quad (1.42)$$

Ударный ток в точке к.з.:

$$i_{\text{уд.}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot k_{\text{уд.}}, \quad (1.43)$$

где $k_{\text{уд.}}$ - ударный коэффициент.

Проверка по термической стойкости:

$$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}} \geq B_k = \int_{\text{откл}}^{t_{\text{откл}}} i_k^2 dt, \quad (1.44)$$

где $I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости;

$t_{\text{терм.}}$ - нормированное допустимое время его протекания;

$\int_{\text{откл}}^{t_{\text{откл}}} i_k^2 dt$ - интеграл Джоуля для условий к.з.

1.6 Проверка разъединителя 35 кВ

В качестве линейного разъединителя 35 кВ предусматривается разъединитель с номинальными параметрами: $U_{\text{ном}}=35$ кВ, $I_{\text{ном}}=1000$ А, $I_{\text{терм}}=20$ кА, $I_{\text{дин.ст.}}=50$ кА.

Проверка по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}. \quad (1.45)$$

$$1000 \text{ А} > 182 \text{ А} \quad (1.46)$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС $I_{\text{по}}^{(3)} = 2,47$ кА.

Ударный коэффициент $k_{\text{уд.}} = 1,4$.

Ударный ток $i_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,47 = 4,87$ кА.

Наибольший пик тока электродинамической стойкости разъединителя составляет 100 кА.

$$i_{\text{вкл.}} = 50 \text{ кА} > 4,87 \text{ кА}. \quad (1.47)$$

Проверка по термической стойкости. Ток термической стойкости для разъединителя составляет 20 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с.

$t_{\text{откл}} = t_{\text{собств}} + t_{\text{рз}} = 0,16$ с - полное время отключения короткого замыкания.

Выбор и проверка оборудования

Поскольку $t_{откл} \leq t_{тер.норм.}$, то допустимое для разъединителя значение интеграла Джоуля следует определять по формуле:

$$B_{тер.доп.} = I_{терм.}^2 \cdot t_{откл.} = 20^2 \cdot 0,16 = 64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (1.48)$$

$$B_k = I_{ПО.}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a) = 2,47^2 \cdot (0,16 + 0,025) = 1,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (1.49)$$

$$64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (1.50)$$

Разъединитель 35 кВ удовлетворяет условиям проверки.

1.7 Расчетные условия для выбора и проверки трансформаторов тока

Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}; \quad (1.51)$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч.} \quad (1.52)$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{пр.скв.} \geq i_{уд.} \quad (1.53)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} \geq B_k \quad (1.54)$$

1.8 Выбор и проверка трансформаторов тока

Пример расчета приведен для встроенных трансформаторов тока 35 кВ. Настоящим проектом предусматриваются трансформаторы тока в литой изоляции: $U_{ном}=35$ кВ, $I_{ном}=150$ А, $I_{терм.}=16$ кА, $t_{терм.ст.} = 3$ с, $I_{дин.ст.}=31,5$ кА с коэффициентами трансформации 150/5 А.

Проверка по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}. \quad (1.55)$$

Максимально возможный рабочий ток на ОРУ 35 кВ, согласно ТУ на присоединение к электрическим сетям составляет:

$$I_{maxВН} = \frac{P_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4785}{\sqrt{3} \cdot 35} = 79 \text{ А}.$$

Максимально возможный рабочий ток на ОРУ 35 кВ при полной загрузке силового трансформатора мощностью 6,3 МВА составит:

$$I_{maxВН} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 105 \text{ А}.$$

$$150 \text{ А} > 79 \text{ А}. \quad (1.56)$$

$$150 \text{ А} > 105 \text{ А}. \quad (1.57)$$

Выбор и проверка оборудования

При установке трансформатора следующего по шкале мощности (10 МВА) потребуется замена трансформаторов тока 35 кВ.

Проверка на электродинамическую стойкость:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС $I^{(3)}_{по} = 2,47$ кА.

Ударный коэффициент $k_{уд.} = 1,4$.

Ударный ток $i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,47 = 4,87$ кА.

Наибольший пик тока электродинамической стойкости трансформатора тока 35 кВ составляет 31,5 кА:

$$i_{вкл.} = 31,5 \text{ кА} > 4,87 \text{ кА.} \quad (1.58)$$

Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости составляет 20 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с.

$t_{откл} = 0,16$ с- полное время отключения короткого замыкания.

Поскольку $t_{откл} \leq t_{тер.норм.}$, то допустимое для выключателя значение интеграла Джоуля следует определять по формуле:

$$B_{тер.доп.} = I_{терм.}^2 \cdot t_{откл.} = 20^2 \cdot 0,16 = 64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (1.59)$$

$$B_k = I_{по.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 2,47^2 \cdot (0,16 + 0,025) = 1,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (1.60)$$

$$64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (1.61)$$

Трансформаторы тока 35 кВ удовлетворяют всем условиям выбора и проверки. Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ производится аналогично, результаты проверки сведены в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 - Проверка параметров и характеристик трансформаторов тока

Наименование присоединения	Расчётные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с.},$ кВ	$I_{нр.},$ А	$I_{по.},$ кА	$i_{уд.},$ кА	$B_k,$ кА ² ·с	$U_{н.},$ кВ	$I_{ном.},$ А	$I_{тер.},$ кА	$i_{дин.},$ кА	$B_{тер.доп.},$ кА ² ·с
ОРУ 35 кВ										
ТТ 35	35	79	2,47	4,87	1,12	35	150	16	31,5	64
ТВТ 35	35	79	2,47	4,87	1,12	35	150	16	31,5	64
РУ 10 кВ										
ТТ 10 ввода	10	390	2,86	6,48	1,3	10	600	20	51	140
ТТ 10 отходящих линий	10	145	2,86	6,48	1,3	10	200	20	51	140

Выбор и проверка оборудования

2 Выбор и проверка ошиновки

2.1 Расчетные условия для выбора и ошиновки

Выбор по длительно допустимому току проводника:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{раб.сети}} \quad (2.1)$$

Проверка по минимальному сечению проводника, отвечающему условию термической стойкости при КЗ:

$$S_{\text{пров.}} \geq S_{\text{терм.мин}}; \quad (2.2)$$

$$S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}}{C_t} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_t}, \quad (2.3)$$

где C_t – температурный коэффициент для проводника.

Таблица 2.1 - Расчетные условия для выбора ошиновки

Место КЗ	Максимальный рабочий ток, А	Ток КЗ, кА	Время отключения КЗ, с (основная/резервная защита)	Собственное время отключения выключателя, с
		$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$		
Шины 35 кВ	182	2,47	0,1/1,9	0,06
Шины 10 кВ	605	2,86	0,1/1,0	0,035

2.2 Выбор и проверка гибкой ошиновки 35 кВ

Гибкая ошиновка ОРУ 35 кВ выполняется проводом АСКС-70/11, аналогично проводу ВЛ 35кВ.

Допустимый длительный ток провода равен 265 А.

Выбор по длительно допустимому току проводника:

$$265 \text{ А} > 182 \text{ А}. \quad (2.4)$$

Проверка по минимальному сечению проводника, отвечающему условию термической стойкости при КЗ:

$$S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{2,47 \cdot (0,16 + 0,02)}}{90} \cdot 10^3 = 7,4 \text{ мм}^2; \quad (2.5)$$

$$70 \text{ мм}^2 > 7,4 \text{ мм}^2. \quad (2.6)$$

2.2.1 Провод АСКС-70/11 удовлетворяет условиям выбора и проверки.

2.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки 10 кВ

Гибкая ошиновка шинных мостов 10 кВ выполняется проводом АСКС-300/39.

Допустимый длительный ток провода равен 710 А.

Выбор по длительно допустимому току проводника:

$$710 \text{ А} > 605 \text{ А}. \quad (2.7)$$

Выбор и проверка оборудования

Проверка по минимальному сечению проводника, отвечающему условию термической стойкости при КЗ:

$$S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{2,86 \cdot (0,135 + 0,02)}}{90} \cdot 10^3 = 7,4 \text{ мм}^2; \quad (2.8)$$

$$300 \text{ мм}^2 > 7,4 \text{ мм}^2. \quad (2.9)$$