



Акционерное общество
«Дальневосточная распределительная сетевая компания»
Филиал «Амурские электрические сети»

ПРОЕКТ

Реконструкция ПС 110/10 кВ "Чигири"

Шифр: 780-11-10/15

Раздел 1. Паспорт проекта
Раздел 2. Общая пояснительная записка
Раздел 3. Организация строительства

г. Благовещенск
2016 г

СОСТАВ ПРОЕКТА		
Обозначения	Наименования	Примечание
780-11/10/15 ПП	Паспорт проекта	
780-11/10/15 ПЗ	Общая пояснительная записка	
780-11/10/15 ОС	Организация строительства	
780-11/10/15 РД	Рабочая документация	
780-11/10/15 ОР	Объем работ	
780-11/10/15 СО	Спецификация оборудования	
780-11/10/15 СД	Сметная документация	

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

						780-11/10/15 ПЗ			
Изм.	Кол.уч	Лист.	№ док.	Подп.	Дата				
						ПАСПОРТ ПРОЕКТА ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	Стадия	Лист	Листов
							РП	1	29
							Филиал АО "ДРСК"		
Проверил	Соловьева				04.2016		"Амурские электрические сети"		
Разработал	Соловьёв				04.2016		ГРП		

ВЕДОМОСТЬ ССЫЛОЧНЫХ ДОКУМЕНТОВ

Обозначения				Наименования				Примечание				
				Ссылочные документы								
Серия 3.006.1-2/87				Сборные ж/б каналы и тоннели из лотковых элементов								
ПП РФ от 25.04.2012 № 390				Правила противопожарного режима в Российской Федерации								
Серия 4.407-268.1				Узлы и конструкции кабельных трасс ПС								
СНиП 12-04-2002				Безопасность труда в строительстве								
ПУЭ 7 издание				Правила устройства электроустановок								
ГОСТ Р 52719-2007				Трансформаторы силовые								
ВСН-342-75				Инструкция по монтажу силовых трансформаторов								
СП 48.13330.2011				Организация строительства								
СТО 56947007-29.240.044-2010				Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства								
СО 34.35.311-2004				Методические указания по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях								
СТО 56947007-29.130.15.114-2012				Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств станций и подстанций напряжением 3...750 кВ переменного тока								
СП 28.13330.2012				Защита строительных конструкций от коррозии								
ГОСТ 23118-99				Конструкции стальные строительные. Общие технические условия								
СНиП 12-03-2001				Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования								
СНиП 12-03-2002				Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство								
Серия 4.407-268.1				Узлы и конструкции кабельных трасс подстанций. Часть 1								
Серия 4.407-268.2				Узлы и конструкции кабельных трасс подстанций. Часть 2								
СП 45.13330.2012				Земляные сооружения, основания и фундаменты								
ГОСТ 23118-2012				Конструкции стальные строительные. Общие технические условия								
ГОСТ Р 52085-2003				Опалубка. Общие технические условия								
ГОСТ Р 12.3.048-2002				Система стандартов безопасности труда. Строительство. Производство земляных работ способом гидромеханизации. Требования безопасности								
СНиП 12-01-2004				Организация строительства								
СНиП 1.04.03-85				Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений								
СНиП 12-04-2002				Безопасность труда в строительстве								
Шифр А5-92				Прокладка кабелей напряжением до 35 кВ в траншеях								
Приказ Ростехнадзора от 12 ноября 2013 N 533				Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения								
Серия 3.407-150				Заземляющие устройства опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 20; 35 кВ								
						780-11-10/15 ПЗ						
						Реконструкция ПС 110/10 кВ "Чигири"						
Изм.	Кол.уч	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	Рабочая документация				Стадия	Лист	Листов
										РП	2	29
										Филиал АО "ДРСК" Амурские электрические сети ГРП		
Проверил	Соловьева		04.2016									
Разработал	Соловьёв		04.2016									

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Паспорт проекта	4
Раздел 2. Общая пояснительная записка	
2.1 Общие сведения	5
2.2 Конструктивные решения	5
2.2.1 Технология монтажа КРУН-"Б" с ячейками К-59	6
2.3 Выбор оборудования 10 кВ	8
2.3.1 Выбор и проверка выключателей 10 кВ	8
2.3.2 Выбор трансформаторов тока	10
2.3.3 Выбор трансформаторов напряжения	10
2.3.4 Выбор и проверка ТСН	10
2.3.5 Выбор дугогасящего устройства	11
2.3.5.1 Фундамент ДГУ-1(2,3,4) и ТСН-1(2) - монолитная плита (См. чертеж. лист № 2)	12
2.3.5.2 Ограждение площадки под ДГУ и крыша	12
2.4 Прокладка кабеля	12
2.4.1 Последовательность установки наружного освещения	14
2.4.2 Прокладка отходящих линий от КРУН-10 кВ "А" и КРУН-10 кВ "Б"	14
2.5 Защита от перенапряжений, заземление	14
2.6 Экологичность проекта	15
2.6.1 Расчет характеристик маслоприемника и маслосборника	16
2.6.2 Технология строительства фундамента маслоприемника	18
2.6.3 Расстановка оборудования в ОПУ	19
2.7 Охрана труда и техника безопасности. Противопожарные мероприятия и пожарная защита	20
2.7.1 Обеспечение безопасности при выполнении монтажных работ на подстанции 110/10 кВ «Чигири»	20
2.7.2 Обеспечение безопасности при выполнении сварочных работ	20
2.7.3 Обеспечение безопасности при прокладке кабелей	22
2.7.4 Пожарная безопасность	22
2.8 Учет электроэнергии	22
Раздел 3. Организация строительства	24

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

					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
					04.2016		
Изм.	Кол.уч	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		3

1 ПАСПОРТ ПРОЕКТА												
Наименование проекта: "Реконструкция ПС 110/10 кВ "Чигири""												
Общие данные проекта										Показатель характеристики		
1. Договор										-		
2. Вид строительства										реконструкция		
3. Климатические условия												
3.1 Район климатических условий												
- по гололёду, мм										15		
- по ветру, м/сек										25		
3.2 Число грозových часов в год										40-60		
3.3 Степень загрязненности атмосферы										II		
4. Техничко - экономические показатели												
4.1 Шкафы в ОПУ										12		
4.2 Ячейки КРУ К-59 ХЛ1, шт										26		
4.3 ТСН с ячейками от КТПН (каб. ввод и вывод), шт										2		
4.4 Счетчик СЕ304S32-402-JAAQWHY, шт										23		
4.5 Счетчик СЕ303S31543- JAVZ, шт										2		
4.6 Провод АС-300/39, м										140		
4.7 Кабель ААБл 3х150, м										1087		
5. Сметная стоимость строительства в ценах 2017 г. на первую очередь:												
5.1 без НДС, всего, тыс. руб										15 195, 434		
- строительно - монтажных работ, тыс. руб.										15 096, 999		
- оборудование, тыс. руб.										9 187, 660		
Взам. инв.№												
Подп. и дата												
Инв.№ подл.							780-11/10/15 ПП					
	Изм.	Кол.уч	Лист.	№ док.	Подп.	Дата						
	ПАСПОРТ ПРОЕКТА						Стадия	Лист	Листов			
							РП	4	29			
							Филиал АО "ДРСК" "Амурские электрические сети" ГРП					
Проверил		Соловьева		04.2016								
Разработал		Соловьёв		04.2016								

2 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

2.1 Общая часть

Рабочий проект "Реконструкция ПС 110/10 кВ Чигири» СП «Центральные ЭС» филиала «Амурские ЭС» АО «ДРСК» разработан на основании:

- инвестиционной программы АО«ДРСК» на 2015-2020 г.;
- технического задания на разработку рабочей документации от 06.2015 г.;
- существующей электрической схемы ПС 110/10 Чигири;
- действующих нормативных документов по проектированию, строительству и эксплуатации электрических сетей.

Пояснительная записка, рабочая документация, объемы работ и спецификация распространяются на весь проект. Отдельно выделены объемы работ и спецификация - инвестиционная программа 2017 года.

2.2 Конструктивные решения

ПС 110/10 кВ "Чигири" расположена в п. Чигири Благовещенского района. Реконструкция ПС осуществляется в пределах существующей площадки. Для удобства обслуживания оборудования на ПС имеется проезд по территории.

Реконструкция ПС будет производиться в условиях действующей подстанции. В проекте реконструкции ПС 110/10 кВ "Чигири" включены технические мероприятия (подробно - см. объемы работ и спецификацию оборудования):

- демонтаж провода ВЛ фидеров 1, 3, 7, 12, 18, 20.
- выравнивание КРУН-10 кВ "А" (6 ячеек);
- демонтаж порталов (2 шт.) и стойки (1 шт.);
- замена существующих первых опор каждого реконструируемого фидера (6 штук);
- монтаж новых и реконструкция существующих кабельных лотков КРУНа-10 кВ "А";
- монтаж ячеек КРУН 10 кВ "Б" (по схеме РУ-10 кВ - "две секционированные выключателями системы шин") (26 шт.);
- перевод в кабельное исполнение существующих воздушных заходов линий 10 кВ на подстанцию;
- обследование системы заземления подстанции, добавлено заземляющее устройство (и соединено с существующим контуром заземления) в связи с установкой КРУН-10 кВ "Б".
- монтаж новых кабельных лотков КРУН 10 кВ "Б";

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

					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
					04.2016		5
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		

- реконструкция маслоотводной системы (маслоприемник и маслосборник) трансформаторов и фундаментов под трансформаторы ТРДН-25000/110 У1;
- переход ошиновки 10 кВ траверсами на КРУН-10 кВ "Б" через КРУН-10 кВ "А", выполнить ошиновку проводом АС-300/39;
- демонтаж существующих ТСН-1 и ТСН-2;
- установка поддерживающих металлоконструкций для ошиновки 10 кВ (2 шт.);
- реконструкция площадки ДГУ-1 и ДГУ-2;
- монтаж ДГУ-3 и ДГУ-4;
- обследование системы заземления подстанции, добавлено заземляющее устройство (и соединено с существующим контуром заземления) в связи с установкой ДГУ-3 (4);
- прокладка кабеля и монтаж кабельных лотков под ДГУ;
- демонтаж кабельных лотков под собственные нужды;
- установка проектируемых ТСН-1 и ТСН-2 в пределах территории подстанции;
- прокладка кабеля и монтаж кабельных лотков под ТСН-1 (2);
- обследование системы заземления подстанции, добавлено заземляющее устройство (и соединено с существующим контуром заземления) в связи с установкой ячеек ТСН 1 и ТСН 2;
- реконструкция шкафов в ОПУ;
- прокладка кабеля собственных нужд подстанции;
- установка отопительных и охлаждающих установок в ОПУ.

2.2.1 Технология монтажа КРУН-"Б" с ячейками К-59

Шкафы КРУН - унифицированы и, независимо от схем главных и вспомогательных цепей, имеют аналогичную конструкцию основных узлов и одинаковые габаритные размеры. Шкаф представляет собой жесткую конструкцию, собранную с помощью различных продольно-поперечных связей. Опорой шкафа служит основание с направляющими для выкатной тележки и невыдвижным контактом для её заземления. С помощью болтового соединения на раме закреплён узел фиксации положения выкатной тележки.

Шкафы КРУН к месту монтажа доставляются в упакованном виде. Перед установкой шкафов КРУН их снимают с поддонов тары, выкатывают выключатели из корпуса КРУНа и устанавливают корпуса в соответствии со схемой их расположения в распределительном устройстве.

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

					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
					04.2016		
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		6

Монтаж блоков КРУН производится в следующей последовательности:

- 1) Установить блок ячеек КРУН с помощью подъёмного устройства на фундамент.
 - 2) Проверить по всему периметру плотность прилегания рамы (основания) КРУН к плоскости фундамента. Если между рамой и плоскостью фундамента имеются щели, то подложить между ними подкладки и приварить раму КРУН и подкладки к закладным элементам фундамента.
 - 3) Обеспечить с помощью сварки надёжный электрический контакт между всеми рамами основания КРУН и основания КРУН с контуром заземления ОРУ. При этом следует учесть, что, как под высоковольтной частью КРУН, так и под коридором управления, основание блока собрано из отдельных, собранных с помощью болтовых соединений, секций шириной не более трех ячеек.
 - 4) Смонтировать лестничные площадки КРУН с помощью крепежных деталей и электродуговой сварки.
 - 5) Подкрасить места сварных соединений.
 - 6) Демонтировать швеллер-распорку, установленный на крыше коридора управления между рамами.
 - 7) Демонтировать уголки транспортного крепления выкатных тележек в коридоре управления.
 - 8) Установить на крыше кронштейн ввода с изоляторами.
 - 9) Произвести монтаж и разводку электрических кабелей в ячейках, в блоках релейных шкафов, установленных в коридоре управления. Концы кабелей (высокого и низкого напряжения), по которым извне случайно может быть подано напряжение, закоротить и к зажимам или аппаратным вводам КРУН К-59, пока не присоединять.
 - 10) Уплотнить в основании КРУН К-59 отверстия для прохода кабелей так, чтобы исключить попадание через них внутрь шкафов снега, пыли, мелких грызунов.
 - 11) Проверить наличие надёжного заземления встроенного в КРУН К-59 оборудования. Обеспечить, при необходимости, при помощи шинок заземления надёжный электрический контакт оборудования с корпусом ячейки.
 - 12) Проверить наличие и сделать контрольную затяжку всех болтовых соединений конструкции КРУН К-59, а также болтовых креплений встроенного оборудования к металлоконструкциям КРУН К-59.
 - 13) Установить лампы освещения коридора управления.
- КРУН поставляются с полностью собранными в пределах блока главными и вспомогательными цепями, рассчитано для работы в условиях климатических районов при температуре окружающего воздуха: не выше +45° С и не ниже минус 60° С.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

04.2016

04.2016

Изм. Кол.уч Лист. № док. Подп. Дата

780-11/10/15 ПЗ

Лист

7

2.3 Выбор оборудования 10 кВ

К исполнению принят КРУН-"Б" 10 кВ с ячейками К-59 по аналогии с существующим **КРУН**. Линейные ячейки - с **кабельным выводом и вводом**.

2.3.1 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Определяется постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a = X_{\text{эк}} / \omega_c \cdot R_{\text{эк}}, \quad (1)$$

где $X_{\text{эк}}$ - эквивалентное индуктивное сопротивление,

$R_{\text{эк}}$ - эквивалентное активное сопротивление,

ω_c - синхронная угловая частота напряжения сети.

$$T_a = 0,03 \text{ с}$$

Аperiodическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени следует определять по формуле:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot i_{\text{по}} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (2)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 14,6 \cdot e^{-0,01/0,03} = 14,85 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент определяется следующим образом:

$$K_{\text{уд}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3/X_{\text{эк}}/R_{\text{эк}}}, \quad (3)$$

$$K_{\text{уд}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3/0,006/0,414} = 1,02.$$

Значение ударного тока можно вычислить по следующей формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_{\text{уд}}, \quad (4)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 14,6 \cdot 1,02 = 21,06 \text{ кА.}$$

Необходимо определить значение максимального рабочего тока для секционного и вводных выключателей 10 кВ:

$$I_{\text{мах.р}} = S_{\text{нн}} / \sqrt{3} \cdot 10, \quad (5)$$

Максимальный рабочий ток равен:

$$I_{\text{мах.р}} = 18000 / \sqrt{3} \cdot 10 = 1,039 \text{ кА.}$$

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (6)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по длительному току:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (7)$$

$$1039 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$

- по отключающей способности:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

					04.2016
					04.2016
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

780-11/10/15 ПЗ

Лист

8

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном},$$

(8)

$$14,6 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

На стороне 10 кВ устанавливаются секционный и вводные вакуумные выключатели типа **ВВ/TEL-10-25/1600 У2 с приводом TER_CM_16_1(220_1)**.

Проверка данного выключателя:

По термической устойчивости выключателя:

$$В_k = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + T_a),$$

(9)

$$В_k = 14,6^2 \cdot 0,03 = 6,395 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{откл}$ - собственное время отключения выключателя,

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$В_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

(10)

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (справочная величина),

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (справочная величина).

$$В_{кном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с},$$

Для проверки возможности отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл\ ном},$$

(11)

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 0,40 \cdot 25 = 14,14 \text{ кА},$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;

$I_{откл\ ном}$ - номинальный ток отключения.

Проверка по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}$$

$$14,6 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{зфпо} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном\ отк} \cdot (1 + \beta_n / 100),$$

(12)

$$\sqrt{2} \cdot 14,6 + 14,85 \leq \sqrt{2} \cdot 25 \cdot (1 + 0,40 / 100),$$

$$35,50 \leq 35,50 \text{ кА}.$$

По динамической стойкости:

Необходимо рассчитать значение ударного тока короткого замыкания

$$i_{уд} \leq i_{скв},$$

(13)

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

					04.2016
					04.2016
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

780-11/10/15 ПЗ

Лист
9

$28 \leq 51$ кА.

Линейные выключатели выбираются меньшей мощности марки **ВВ-TEL-10-20/1000А У2 с приводом TER_CM_16_1(220_1)**.

2.3.2 Выбор трансформаторов тока

В качестве секционного и вводных трансформаторов тока принимаются **ТОЛ-10 1000/5 У3**. В качестве линейных трансформаторов тока принимаются к исполнению **ТОЛ-10 100/5 У3, ТОЛ-10 150/5 У3, ТОЛ-10 200/5 У3, ТОЛ-10 300/5 У3**.

2.3.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения, учета и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

На стороне 10 кВ выбирается трансформатор напряжения **НАМИ-10-95 УХЛ2**.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2У} \leq S_{ном}, \quad (14)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2У}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S_2 = 195 \text{ ВА}.$$

Таблица 1 - Выбор и проверка трансформатора напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 200 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 195 \text{ ВА}$	$U_{НТ} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

Также необходимо предусмотреть замену существующих трансформаторов напряжения в КРУН-"А" 10 кВ на проектируемые НАМИ-10-95 УХЛ2.

2.3.4 Выбор и проверка ТСН

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников.

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

					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
					04.2016		
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		10

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}, \quad (15)$$

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{212^2 + 80,4^2} = 181,4 \text{ кВА},$$

где k_c - коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8;

$P_{\text{расч}}$, $Q_{\text{расч}}$ - суммарная мощность потребителей СН по таблице, кВт, кВАр.

Определяется мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = S_{\text{расч}} / (k_z \cdot N_T),$$

$$S_T = 181,4 / (0,7 \cdot 2) = 129,6 \text{ кВА},$$

где k_z - коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН;

N_T - количество ТСН на ПС.

Для ячейки ТСН принимаются трансформаторы **ТМГ-160/10У1**.

ТСН-1(2) будут располагаться в отдельно стоящих ячейках от КТПН 10 кВ с кабельным вводом и выводом (См. чертеж. лист № 2, 9). КТПН устанавливается на подготовленный ленточный фундамент (См. чертеж. лист № 9). Установка производится без трансформатора собственных нужд и заземляется.

Потребителями собственных нужд подстанции являются

- шкафы питания приводов выключателей;
- связь, АСУ ТП;
- зарядные устройства;
- обогрев и привода В110 1 ш., В110 2 ш.;
- РПН Т1 и РПН Т2;
- РШ 110 ТН и ТТ;
- шкафы питания электромагнитной блокировки разъединителей;
- вентиляция, обогрев и освещение ОПУ;
- наружное освещение;
- электроотопление, вентиляция и освещение КРУН 10 кВ "А" и КРУН 10 кВ "Б".

2.3.5 Выбор дугогасящего устройства

Реакторы заземляющие масляные с плавно регулируемым немагнитным зазором серии АДМК предназначены для компенсации емкостной составляющей тока при однофазных замыканиях на "землю" в сетях с изолированной нейтралью с номинальным напряжением 6(10) кВ.

Приняты к установке 2 дугогасящих реактора типа АДМК-400/10 (с диапазоном регулирования тока агрегата 2-63 А). Также необходимо заменить фундамент двух существующих реакторов на бетонную монолитную плиту.

Инв.№ подп.	Подп. и дата					Взам. инв.№
					04.2016	Лист 11
					04.2016	
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	

780-11/10/15 ПЗ

2.3.5.1 Фундамент ДГУ-1(2,3,4) и ТСН-1(2) - монолитная плита

(См. чертеж. лист № 2)

Армированная плита с легкостью выдерживает даже большие нагрузки, нивелирует как вертикальное, так и горизонтальное смещение грунта.

Первый этап - планировка территории (64,5 м²). Важная часть возведения плитного фундамента – обустройство песчано-гравиевой подушки (толщина - 50 мм), которая плотно утрамбовывается.

Следующий обязательный шаг – гидроизоляция. Гидроизоляционный материал укладывается прямо на подушку. Такая предосторожность препятствует проникновению влаги и способствует длительной сохранности бетонного основания.

По площади площадки выкладывается полуторный кирпич с шагом 500 мм (315 шт.) Чтобы противостоять нагрузке при оттаивании и замерзании, смещении грунта выполняется армирование (армированная сварная неоцинкованная сетка АШ (150x150 мм), в количестве 64,5 м²) по всей площади основания поверх поверх полуторного кирпича. Поверх армированной сварной неоцинкованной сетки АШ прокладывается вторым слоем одинарный кирпич (315 шт.). Следующий шаг - второй слой сетки АШ поверх одинарного кирпича (в количестве 64,5 м²). По периметру площадки обустраивается опалубка. Образованный котлован с уложенной арматурой заливается цементным раствором (12,86 м³). Высота монолитной плиты с учетом того, что песчаная подушка продавится ≈17,7 см.

2.3.5.2 Ограждение площадки под ДГУ и крыша (См. чертеж. лист № 17)

Ограждение площадки под ДГУ будет выполнено из сварной неоцинкованной сетки, высотой 2 метра, общей длиной 45 метров (включая 4 калитки, шириной 1 метр). Столбы 60x40 окрашены зеленой краской. Столбы, высотой 2 м, привариваются к уголку 25x25 мм, который расположен по контуру плиты. Количество столбов - 19 шт.

Запроектировано 4 калитки для захода на территорию ДГУ-1(2,3,4).

Каркас одной калитки для сетки шириной 1 метр высотой 2 метра - 40x20 мм. Для калитки предусмотрена ручка, задвижка, ушки под замок с двух сторон. Каркас и столбы окрашены зеленой краской.

Крыша выполнена из профлиста С8 (54,86 м³). Крепится к балкам саморезами.

2.4 Прокладка кабеля

Кабельные железобетонные лотки находят применение как для поверхностной, так и подземной установки. Их использование является желательным, так как сами кабели подвержены воздействию грунтов, в отличие от железобетонных изделия. Они обеспечивают не затруднительный доступ к коммуникациям для проверки целостности

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

					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
					04.2016		
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		12

кабеля или его замены при поднятии плит перекрытия.

Согласно ПУЭ (7 изд.) при высоком уровне грунтовых вод на территории ОРУ следует отдавать предпочтение надземным способам прокладки кабелей (в лотках или коробках). Надземные лотки и плиты для их покрытия должны быть выполнены из железобетона. Лотки должны быть уложены на специальных бетонных подкладках с уклоном не менее 0,2% по спланированной трассе таким образом, чтобы не препятствовать стоку ливневых вод. При наличии в днищах надземных лотков проемов, обеспечивающих выпуск ливневых вод, создавать уклон не требуется.

При применении кабельных лотков для прокладки кабелей должны обеспечиваться проезд по территории ОРУ и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ. Для этой цели должны быть устроены переезды через лотки при помощи железобетонных плит с учетом нагрузки от проходящего транспорта, с сохранением расположения лотков на одном уровне. При применении кабельных лотков не допускается прокладка кабелей под дорогами и переездами в трубах, каналах и траншеях, расположенных ниже лотков.

Выход кабелей из лотков к шкафам управления и защиты должен выполняться в трубах, не заглубляемых в землю. Прокладка кабельных перемычек в пределах одной ячейки ОРУ допускается в траншее, причем применение в этом случае труб для защиты кабелей при подводке их к шкафам управления и релейной защиты не рекомендуется. Защита кабелей от механических повреждений должна выполняться другими способами (с применением уголка, швеллера и др.).

Для открытой прокладки не допускается применять силовые и контрольные кабели с горючей полиэтиленовой изоляцией. Металлические оболочки кабелей и металлические поверхности, по которым они прокладываются, должны быть защищены негорючим антикоррозийным покрытием. При прокладке в помещениях с агрессивной средой должны применяться кабели, стойкие к воздействию этой среды. На территории подстанции необходимо установить новые кабельные железобетонные лотки для прокладки кабеля от ОПУ до ячеек нового КРУН 10 кВ "Б". Также необходимо заменить существующие кабельные лотки.

Кабельные лотки также необходимо установить и за территорией подстанции в связи с переводом участка воздушной линии (от ячеек КРУН 10 кВ "А" до до соответствующей опоры № 1) в кабельное исполнение (Чертежный лист № 18). Опорой № 1 для фидера № 1 будет по проекту являться опора № 1 фидера № 20 (т.е. опора в двухцепном исполнении). Перед прокладкой кабеля за территорией подстанции - учесть прохождение трассы ВОЛС.

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

					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
					04.2016		
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		13

2.4.1 Последовательность установки наружного освещения:

- определить способ прокладывания кабеля и типом осветительных приборов (из ж/б лотков кабель выходит в траншею на глубину 0,7 метра от планировочной отметки, далее выходит на молниеотвод, на высоту 20 метров, где устанавливается 2 прожекторные лампы; итого: на каждый молниеотвод (2 шт.) - по 2 фонаря);
- изучить участок;
- вырыть ямы для опор для прокладывания кабеля;
- установить кабель-канал по утвержденной схеме;
- обязательно перед монтажом светильников, необходимо проверить их работоспособность, чтобы после установки не пришлось сразу проводить их ремонт;
- подключить светильники (кабель из траншеи выходит на соответствующий молниеотвод в защитном кожухе (гофре), длиной 2 метра), обязательно необходимо заземление на столбах и настенных кронштейнах, это обезопасит при эксплуатации оборудования, и когда будет проводиться ремонт;
- выполнить окончательную проверку работоспособности освещения, а именно: изоляции, сопротивления нуль-фазы и заземления, только убедившись, что все работает можно запускать всю систему в эксплуатацию.

2.4.2 Прокладка отходящих линий от КРУН-10 кВ "А" и КРУН-10 кВ "Б"

Все отходящие линии от КРУН-10 кВ "А" и КРУН-10 кВ "Б" соответственно должны быть выполнены в кабельном исполнении. Соответственно, такие фидеры, как 1, 3, 7, 12, 18, 20, необходимо перевести из воздушного исполнения в кабельный от соответствующей ячейки КРУН 10 кВ "А" до первой опоры в соответствии с чертежным листом № 18. На концах кабелей применяются муфты ЗКВТпН-10-150/240 и ЗКНТпН-10-70/120, при выходе кабеля из земли используется защитный кожух (Чертеж. лист № 6).

2.5 Защита от перенапряжений, заземление

Защита от перенапряжений КРУН-10 кВ "Б" осуществляется ограничителями перенапряжения ОПНп-10 УХЛ2, устанавливаемых в ячейке ТН-1 "Б" и ТН-2 "Б". Защита от перенапряжений существующего КРУН-10 кВ "А" осуществляется существующими ограничителями перенапряжения ОПНп-10 УХЛ2, устанавливаемых в ячейке ТН-1 "А" и ТН-2 "А".

На реконструируемой части ПС выполняется контур заземления РУ 10 (См. чертеж. лист № 3), который представляет соединенные между собой горизонтальные и вертикальные электроды, заложенные на глубине 0,5 м в грунте. После монтажа контура

Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

780-11/10/15 ПЗ

Лист
14

необходимо произвести замер его сопротивления.

Вновь устанавливаемое оборудование присоединить к контуру заземления стальной полосой. Соединение элементов заземляющего устройства, в том числе и присоединения, выполняется сваркой внахлестку. На чертежном листе № 7 выполнено соединение проектируемого КРУН-"Б" 10 кВ с общим контуром заземления.

Все работы по подземной части заземляющего устройства выполняются со строительными работами по нулевому циклу.

Заземление выполняется в соответствии с СТО 56947007-29.240.044-2010 "Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства".

Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на линейных порталах РУ 110 кВ. При этом соблюдаются соответствующие требования подраздела «Защита от грозовых перенапряжений» ПУЭ 7-ое издание.

Технические мероприятия по защите оборудования способствуют одновременно и защите персонала от воздействия опасных природных и техногенных явлений. Защита наружных установок от статического электричества осуществляется путем присоединения стальных корпусов к контуру заземления.

Основными регламентирующими документами являются ПУЭ, "Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех" (СТО 56947007-29.240.044-2010), "Методические указания по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях" СО 34.35.311-2004 и "Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств станций и подстанций напряжением 3...750 кВ переменного тока" (14140ТМ-Т1).

2.6 Экологичность проекта

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы. Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для

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

					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
					04.2016		
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		15

исключения разбрызгивания.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т в одном баке должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

2.6.1 Расчет характеристик маслоприемника и маслосборника

Маслоприемник и маслосборник должны соответствовать следующим требованиям:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м при массе от 10 до 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 м.

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и подземным сооружениям, распространение пожара, засорение.

Маслоприемник проверяется не реже двух раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла трансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

На ОРУ ПС 110/10 кВ «Чигири» будет установлено два маслonaполненных силовых трансформатора ТРДН - 25000/110/10.

Таблица 2 - Исходные данные для расчета

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТРДН - 25000/110/10	15620	6267	3967	5190

Маслоприёмник с отводом масла должен закрепляться металлической решеткой, поверх которой, должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Не производится засыпка дна маслоприемника по всей площади гравием.

Расчет маслоприемника (См. чертеж. лист № 2).

1) Определяется площадь маслоприемника

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \quad (16)$$

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
							04.2016		
									16
			Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	

$$B = 6,27 + 2 \cdot 1,5 = 9,27 \text{ м};$$

где B - длина маслоприемника;

A - длина трансформатора (A=6,27 м);

Δ - выступ за габариты трансформатора, Δ = 1,5 м (т.к. масса масла от 10 до 50 т.).

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta, \quad (17)$$

$$\Gamma = 3,97 + 2 \cdot 1,5 = 6,97 \text{ м};$$

где Γ - ширина маслоприемника;

B - ширина трансформатора (B=3,97 м).

$$S_{\text{мп}} = B \cdot \Gamma, \quad (18)$$

где S_{мп} - площадь маслоприемника.

$$S_{\text{мп}} = 9,27 \cdot 6,97 = 64,62 \text{ м}^2.$$

2) Рассчитывается объем маслоприемника для приёма 100% объема масла, залитого в трансформатор

$$V_{\text{тм}} = M_{\text{тм}} / \rho_{\text{тм}}, \quad (19)$$

где V_{тм} - объем трансформаторного масла;

M_{тм} - масса трансформаторного масла;

ρ_{тм} - плотность трансформаторного масла.

$$V_{\text{тм}} = 15620 / 880 = 17,75 \text{ кг/м}^3.$$

$$V_{\text{мп}} = V_{\text{тм}} = 17,75 \text{ м}^3.$$

3) Определяется глубина маслоприемника

Принимается конструкция маслоприемника с установкой металлической решетки на маслоприемнике.

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{тм}} + h_{\Gamma} + h_{\text{в}} = V_{\text{тм}} / S_{\text{мп}} + h_{\Gamma} + h_{\text{в}}, \quad (20)$$

где h_{мп} - глубина маслоприемника;

h_Γ - толщина щебня,

h_в - воздушный зазор.

$$h_{\text{мп}} = 17,75 / 64,62 + 0,25 + 0,075 = 0,6 \text{ м}.$$

Через маслоотвод трансформаторное масло уходит в маслосборник.

1) Рассчитывается объем маслосборника

Так как маслосборник должен вмещать полный объем масла трансформатора, а также

Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	780-11/10/15 ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	780-11/10/15 ПЗ	17

80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (21)$$

где t - нормативное время пожаротушения тушения, с;

I - интенсивность пожаротушения, л/с · м²;

$S_{БПТ}$ - площадь боковых поверхностей трансформатора, определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (22)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (6,27 + 3,97) \cdot 5,19 = 106,291 \text{ м}^2,$$

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 10^3 \cdot (64,62 + 106,291) = 61,53 \text{ м}^3.$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \quad (23)$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 17,75 + 0,8 \cdot 61,53 = 66,97 \text{ м}^3.$$

Размеры маслосборника равны: 4,06 х 4,06 х 4,06 м (См. чертеж. лист № 14).

Размеры маслоприемника равны: 9,87 х 7,57 м (с учетом ж/б ограждения).

Вывод: существующий маслосборник-засыпать песком, закопать в землю проектируемый, реконструировать маслоприемники трансформатов (увеличить объем и изменить конструкцию).

2.6.2 Технология строительства фундамента маслоприемника (См. чертеж. лист № 12)

Производится демонтаж имеющегося маслоприемника (демонтаж плит ФБС-1 - 28 шт. - 2 маслоприемника).

Выполняется планировка территории и разметка на участке (74,72 м²). После того, как определены оси фундамента, вырывается траншея глубиной 300 мм (объемом 3,03 м³).

По дну траншеи насыпается песчаная подушка слоем 200 мм (2,02 м³ песка строительного). Следующий шаг – выполнение опалубки ростверка. По контуру ростверка укладывается несколько рядов арматуры (Ø 12 мм - 195,36 кг), которая связывается между собой и выступающей частью гладкой арматуры (Ø 6 мм - 62,04 кг). После процедуры армирования приступают к бетонированию стенок маслоприемника (7,07 м³).

Очень важно при строительстве фундамента с ростверком угадать нужное количество воды. Лучше, если ее будет немного больше (лишняя жидкость просто выдавится наружу). При недостатке влаги бетон будет впитывать ее из грунта и «шелушиться».

Некоторое время нужно выделить для схватывания раствора. Еще один важный аспект – следует прикрывать бетон в жаркую и солнечную погоду и не выполнять свайный фундамент с ростверком при низких температурах.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
							04.2016		
									18
			Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	

Вырыть яму размером 0,125 м³ в углу маслоприемника силового трансформатора, как продемонстрировано на чертежном листе № 2. В металлическом ящике (количество стали СтЗст - 1,25 м²) проделать отверстие под маслосливную трубу (Ø= 110 мм). Поместить ящик в яму (0,125 м³) (приемный короб).

По площади маслоприемника - щебеночная подсыпка, высотой 5 см (3,23 м³). По дну маслоприемника прокладывается кирпич строительный (одинарный) с шагом 500 мм по периметру (151 шт., за вычетом двух существующих плит НСП-1), затем прокладывается армированная сварная неоцинкованная сетка АП (150x150 мм), в количестве 53,86 м². Следующий шаг - бетонирование дна маслоприемника (16,15 м³).

Описанные выше работы по монтажу маслоприемника силового трансформатора умножаются на два, т.к. количество проектируемых маслоприемников - 2 шт. (размеры одинаковы). Учесть сталь заземления 4x25 (1 м=0,78 кг): на два силовых трансформатора - 24,81 м (19,35 кг).

2.6.3 Расстановка оборудования в ОПУ

В ОПУ (общеподстанционный пункт управления) - заменить существующие шкафы на проектируемые в соответствии с чертежным листом № 19.

Проектом предусмотрена установка следующих шкафов:

- щит управления, автоматики и защиты (Шкаф центральной сигнализации, шкаф защиты и автоматики трансформатора Т1 с расщепленной обмоткой НН, шкаф защиты и автоматики секционного выключателя 10 кВ и шинных ТН 10 кВ, шкаф защиты и автоматики трансформатора Т2 с расщепленной обмоткой НН, шкаф автоматики управления ДГР);

- щит собственных нужд (шкаф распределения СН секции № 1, шкаф ввода СН 0,4 кВ, шкаф распределения СН секции № 2);

- щит постоянного тока (аккумуляторная батарея, распределительная система постоянного тока (2 шт.));

- шкаф телемеханики;

- шкаф коммутационного оборудования связи (2 шт.);

- шкаф учета.

Также в ОПУ - заменить существующую систему обогрева на конвектора (Р=1,5 кВт х

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

					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
					04.2016		
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		19

8 шт.), установить кондиционеры (P=7 кВт x 2 шт.).

Прокладка кабеля собственных нужд в соответствии с кабельным журналом.

2.7 Охрана труда и техника безопасности. Противопожарные мероприятия и пожарная защита

2.7.1 Обеспечение безопасности при выполнении монтажных работ

на подстанции 110/10 кВ «Чигири»

При производстве монтажных работ при строительстве, установке нового электротехнического и технологического оборудования, должны соблюдаться требования строительных норм и правил, правил по охране труда в строительстве, а также всех нормативных документов и правил при работе на электротехнических объектах.

Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме необходимо соблюдать «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения». Безопасность при перемещении грузов и производстве строительно-монтажных работ самоходными кранам обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

- допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- выполнять работы под линиями электропередачи, находящимися под напряжением;
- выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

2.7.2 Обеспечение безопасности при выполнении сварочных работ

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

04.2016

04.2016

Изм. Кол.уч Лист. № док. Подп. Дата

780-11/10/15 ПЗ

Лист

20

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

В конструкции подстанции должны быть предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

- все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 метра от нулевой отметки до основания изоляторов;
- токоведущие части, и участки сети РУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными заземлителями, входящими в комплект заводской поставки;
- для ограждения тех токоведущих частей блоков 110 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждения с приспособлением для их запираания.
- все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть заземлены;
- осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;
- хранение средств коллективной защиты, инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или помещении для ремонтного персонала.

Любые работы на электроустановках должен выполнять только электротехнический персонал. Квалификация дежурного электротехнического персонала, обслуживающего электроустановки на строительно - монтажных площадках должна быть не ниже III группы по электробезопасности.

Монтажные и ремонтные работы в электрических сетях и электроустановках должны производиться после полного снятия напряжения со всех токоведущих частей, находящихся в зоне производства работ, их отсоединение от части электроустановки, обеспечение видимых разрывов электрической цепи и заземления отсоединенных токоведущих частей. Для обеспечения безопасности электромонтажных работ следует предусматривать:

- предварительный монтаж электрооборудования возможно более крупными блоками и последующий их подъем с целью сокращения объема работ на высоте;
- монтаж объектов с максимальным применением комплектных и крупноблочных электротехнических устройств заводского изготовления;
- предварительную сборку монтажных узлов и блоков на монтажно-заготовительном участке;

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

					04.2016	780-11/10/15 ПЗ	Лист
					04.2016		
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата		21

шт.).

Счетчик СЕ303S31543-JAVZ - трехфазный, универсальный 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.

Счетчик имеет возможность организации многотарифного учета электроэнергии с передачей накопленной информации через оптопорт, интерфейс RS485, радио, PLC или GSM/GPRS модемы. Счетчик активно-реактивной электроэнергии трансформаторного включения с креплением на три винта. Класс точности по активной/реактивной энергии: 0,5S/0,5. Номинальное напряжение (фазное): 230 В. Номинальный, базовый (максимальный) ток: 60 А. Тип корпуса: S31 - для установки в щиток. Размеры (длина, глубина, высота): 175x71,5x210,5.

Счетчик СЕ304S32402JAAQ2HY - трехфазный, многофункциональный, предназначен для измерения активно-реактивной электроэнергии, прямого включения с креплением на три винта. Класс точности по активной/реактивной энергии: 0,2S/0,5. Номинальное напряжение: 57,7 В. Номинальный, базовый ток: 5 (7,5) А, трансформаторное включение.

В ОПУ (шкаф № 7) - установить устройство сбора и передачи данных (УСПД).

УСПД предназначено для сбора, обработки и передачи измерительной информации и телеметрических данных в заданном формате для использования этих данных в многоуровневых территориально распределенных автоматизированных системах контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ) (на промышленных предприятиях, предприятиях электроэнергетики и в непромышленной сфере).

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№						
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	780-11/10/15 ПЗ		Лист
					04.2016			23
					04.2016			

3 ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

Все основные работы должны выполняться по типовым технологическим картам, проектам производства работ и правилам, действующим в энергетическом строительстве ("Оргэнергострой", Центрального института типового проектирования Госстроя и др.), а также в соответствии с требованиями СП 48.13330.2011 "организация строительства".

Проектом предусмотрен монтаж проектируемого КРУН-"Б" 10 кВ, установка конструкций оборудования на поверхностные фундаменты (лежни). Также проектом предусмотрены демонтажные работы по удалению железобетонных конструкций, порталов, железобетонных стоек, кабельных лотков.

1. Главная задача демонтажных работ заключается в удалении пришедших в негодность строительных конструкций и их элементов, узлов инженерного оборудования, а также в создании необходимого фронта работ для монтажа новых конструкций и оборудования. Все работы по демонтажу выполняются под руководством ответственного руководителя и с соблюдением мер безопасности во время работ с грузоподъемными механизмами в действующих электроустановках.

2. Перед началом работ по монтажу поверхностных фундаментов должны быть выполнены работы по прокладке контура заземления.

3. Установка оборудования на незаглубленном фундаменте включает в себя:

- разбивку контуров фундаментов и осей лежней, результаты разбивки фиксируются колышками;
- выравнивающий слой из ПГС под лежни с тщательным уплотнением;
- монтаж лежней, установка на них металлоконструкций оборудования, приварка к закладным деталям лежней.

Железобетонные лежни должны располагаться на строго горизонтальной площадке.

Они укладываются на подушку из песчаногравийной смеси (70% - щебня и 30% песка) или мелкого щебня толщиной 100 мм. Подготовку выполнить с уплотнением вибротрамбовкой. Основание под лежни должно быть горизонтальным, отметки верха для каждой группы лежней должны быть одинаковыми.

Для защиты лежней от коррозии и разрушений, его подошва обмазывается битумом в два слоя, согласно СП 28.13330.2012 .

4. Укладка лотков (чертеж. лист № 2, 3) выполняется на железобетонные бруски использованием кранов и S-образных крюков. На лотки укладываются плиты. Наружная поверхность лотка обрабатывается материалами с гидроизоляционными свойствами (например, битумной мастикой).

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	780-11/10/15 ОС	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	780-11/10/15 ОС	24
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	780-11/10/15 ОС	24

Все работы проводятся на основании "Конструкции стальные строительные. Общие технические условия» и СНиП 12-03-2001 и СНиП 12-03-2002 и нормативных документов 4.407-268.1; 4.407-268.2.

Все работы по устройству фундамента под КРУН перед началом монтажа должны быть закончены. Фундамент проверяют на соответствие чертежам проекта. Необходимо обратить особое внимание на правильность выполнения закладных швеллеров-оснований под шкафы КРУН и надежность их крепления к фундаментным стойкам. Закладные основания под КРУН выполняют из рихтованных швеллеров. Несущую поверхность выполняют в одной плоскости, соединяют с контуром заземления не менее чем в двух местах полосовой сталью.

Проектом предусмотрены следующие условия для защиты от коррозии железобетонных конструкций:

а) железобетонные элементы кабельных лотков и лежней выполняются из бетона марки по водонепроницаемости W2, по морозостойкости F100;

б) фундаменты выполняются из бетона марки по водонепроницаемости W4, по морозостойкости F100.

Изготовление, монтаж и транспортировку железобетонных и стальных конструкций производить в соответствии с указаниями, приведенными в типовых проектах.

При производстве работ руководствоваться требованиями СП 45.13330.2012 "Земляные сооружения, основания и фундаменты".

Монтаж сборных железобетонных, металлических конструкций, выполнять в соответствии с требованиями действующих нормативных документов ГОСТ 23118-2012 «Конструкции стальные строительные. Общие технические условия», ГОСТ Р 52085-2003. «Опалубка. Общие технические условия», ГОСТ Р 12.3.048-2002 - «Система стандартов безопасности труда. Строительство. Производство земляных работ способом гидромеханизации. Требования безопасности», СНиП 12-01-2004 г. - «Организация строительства», СНиП 1.04.03-85 - «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», СНиП 12-04-2002 - "Безопасность труда в строительстве". При производстве работ руководствоваться требованиями СП 28.13330.2012 - "Земляные сооружения, основания и фундаменты".

Фундаментом для силовых трансформаторов марки ТРДН-25000/110 будут являться 2 существующие плиты НСП-1 (Лист 11).

Место установки проектируемых трансформаторов собственных нужд указано на чертежном листе № 2.

Инв.№ подл.	Подп. и дата					Взам. инв.№					
<p>«Организация строительства», СНиП 1.04.03-85 - «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», СНиП 12-04-2002 - "Безопасность труда в строительстве". При производстве работ руководствоваться требованиями СП 28.13330.2012 - "Земляные сооружения, основания и фундаменты".</p> <p>Фундаментом для силовых трансформаторов марки ТРДН-25000/110 будут являться 2 существующие плиты НСП - 1 (Л и с т 1 1).</p> <p>Место установки проектируемых трансформаторов собственных нужд указано на чертежном листе № 2.</p>						780-11/10/15 ОС					Лист
											25
Изм.	Кол.уч	Лист.	№ док.	Подп.	Дата						

От линейных ячеек № 52 (ячейка КРУН-"Б" 10 кВ - кабельная), 28 (ячейка КРУН-"Б" 10 кВ - кабельная) будут запитываться проектируемые ТСН-1 и ТСН-2 (См. чертеж. лист № 1).

Продолжительность реконструкции ПС 110/10 кВ "Чигири" определена на основании типовых технологических карт и составляет 6 месяцев, при этом продолжительность демонтажных работ составит 1 месяц.

Календарный план производства работ (ППР) выполняет подрядчик.

Таблица 3 - Планируемый график выполнения работ по реконструкции ПС 110/10 кВ "Чигири"

№ п/п	Наименование этапа	График выполнения , в месяцах					
		апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь
1	Демонтажные работы	■					
2	Монтаж ячеек К-59 КРУН -10		■				
3	Монтаж заземления		■				
4	Монтаж фундаментов			■			
5	Укладка ж/б лотков				■		
6	Монтаж ТСН-1(2) и ДГУ-3(4)					■	
7	Монтаж шкафов в ОПУ						■

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
					04.2016
					04.2016

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	780-11/10/15 ОС	Лист
							26