

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ПС 500 кВ «Луч»

Студент

А.В. Мурашкин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Объектом ВКР служит главная понизительная подстанция «Луч» напряжением 500/110/10 кВ. Предметом проектирования ВКР является:

- ячейка № 9 (ОРУ-110 кВ) – 1 этап реконструкции подстанции «Луч»;
- ячейка № 7 (ОРУ-500 кВ) - 1 этап реконструкции подстанции «Луч»;
- ячейка № 2 (ОРУ-500 кВ) – 2 этап реконструкции подстанции «Луч».

В работе осуществлен математический расчет по выбору мощности трансформатора реконструируемой ГПП 500 кВ «Луч», произведены расчеты токов короткого замыкания, выбор и проверка нового оборудования, релейной защиты и автоматики, АИИС КУЭ, системы сбора и передачи информации подстанции.

Выпускная квалификационная работа состоит из следующих разделов:

- сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях земельного участка объекта реконструкции;

- конструктивные решения сооружений ;
- общая характеристика ГПП 500 кВ «Луч»;
- основные технические решения;
- выбор мощности трансформатора реконструируемой;
- расчет токов короткого замыкания
- выбор и проверки нового оборудования
- релейная защита и автоматика
- АИИС КУЭ;
- система сбора и передачи информации.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 63 с., включает 19 таблиц, 25 литературных источников и 3 рисунка.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях земельного участка объекта реконструкции.....	5
2 Конструктивные решения сооружений ГПП 500 кВ «Луч».....	9
3 Общая характеристика ГПП 500 кВ «Луч».....	15
4 Основные технические решения ГПП 500 кВ «Луч».....	16
5 Выбор мощности трансформатора реконструируемой ГПП 500 кВ «Луч».....	25
6 Расчет токов короткого замыкания ГПП 500 кВ «Луч»	36
7 Выбор и проверка нового оборудования ГПП 500 кВ «Луч».....	42
8 Релейная защита и автоматика ГПП 500 кВ «Луч».....	45
9 АИИС КУЭ ГПП 500 кВ «Луч».....	50
10 Система сбора и передачи информации ГПП 500 кВ «Луч».....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Развитие экономики всей страны зависит от ряда факторов, одним из самых значимых является состояние и развитие электроэнергетического сектора. Поддержание и развитие электроэнергетики является стратегической задачей руководства страны.

Новейшие образцы электротехнического оборудования, поставляемого на действующие и вновь возводимые электроэнергетические объекты должны соответствовать, постоянно ужесточающимся требованиям к экологичности, безопасности и надежности функционирования в различных режимах.

Состояние главных понизительных подстанций и станций в настоящее время имеет повышенный износ. Риск возникновения аварийных отключений потребителей электрической энергии возрастает на фоне роста и развития промышленности, строительства и восстановления ранее разорившихся промышленных предприятий.

В связи с чем, мероприятия, направленные на проведения модернизаций, техническое перевооружение и реконструкции действующих энергетических объектах является весьма актуальными для Российской электроэнергетики.

Учитывая сказанное, тема ВКР «Реконструкция электрооборудования и электрохозяйства ПС 500 кВ «Луч», направленная на повышение надежности и экономичности функционирования системы, имеет высокую значимость и актуальность.

При проведении реконструкции необходимо решить следующие задачи:

- анализ существующей сложившейся ситуации в регионе;
- выбор и обоснование новой схемы электроснабжения;
- расчет нагрузок и токов короткого замыкания;
- выбор основного оборудования с учетом современных требований;
- расчет релейной защиты подстанции.

1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях земельного участка объекта реконструкции

1.1 Топографические сведения

В административном отношении площадка подстанции расположена в поселке Большое Козино Балахнинского района Нижегородской области. Транспортная система характеризуется наличием автомобильной трассы Нижний Новгород - Ростов проходящей через поселок Большое Козино пригодной для перевозки грузов и материалов круглогодично.

В радиусе 25 км от подстанции находится несколько железнодорожных станций "Починки", "Козино", территориально расположенных в пригороде Нижнего Новгорода.

В настоящее время территория существующей подстанции ПС 500 кВ Луч представляет собой территорию, застроенную зданиями и сооружениями действующей ПС. Рельеф участка ровный, спланирован при застройке.

Инженерно-геологические сведения

Геологическое строение участка приведено в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Геологическое строение участка

№ слоя	Описание грунтов	Мощность, м
<u>Современные отложения (tQ_{IV})</u>		
1	tQ_{IV} - насыпной грунт, представленный: песком мелким, серым, коричневым, светло-коричным, малой степени водонасыщения, участками с поверхности перекрыт почвенно-растительным слоем.	1.0-2.1
2	pdQ_{IV} - слой почвенно-растительный	0,2
<u>Верхнечетвертичные аллювиальные отложения (aQ_{III})</u>		
3	aQ_{III} - песок мелкий, преимущественно желтый, светло-коричневый, светло-серый, кварцевый, малой, средней степени водонасыщения и насыщенный водой	5.9-7.0

1.2 Гидрогеологические сведения

Гидрогеологические условия участка до глубины 8.0 м характеризуются наличием слабоводоносного локально водоносного нижнечетвертично-современного аллювиального горизонта (aQ_{I-IV}).

Установившийся уровень данного водоносного горизонта, на период проведения инженерно-геологических изысканий (февраль-март 2012г.) зафиксирован на глубинах 2.0-5.1м и на абсолютных отметках 74.7 - 75.2м БС. Горизонт безнапорный. Водовмещающими грунтами являются аллювиальные пески мелкие кварцевые. Водный упор данного водоносного горизонта скважинами глубиной 8.0м не вскрыт. Источниками питания водоносного горизонта являются атмосферные осадки, аварийные утечки из коммуникаций.

Исходя из имеющихся архивных данных (арх. № 9418) в период весеннего снеготаяния и затяжных дождей возможен подъем уровня грунтовых вод на 1 - 2 м выше наблюдаемого уровня грунтовых вод.

По химическому составу отобранные пробы воды преимущественно гидрокарбонатно-сульфатные, кальциево-натриевые, с минерализацией 0.21-0.24 г/л.

Площадка находится в зоне возможного подтопления водами р. Волги. По данным исследования уровни воды в р. Волге различной обеспеченности составляют:

- при 1% обеспеченности - 75.6м БС;
- при 5% обеспеченности - 74.8м БС;
- при 10% обеспеченности - 74.3м БС.

1.3 Климатические сведения

Согласно ГОСТ 16350-80 "Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей" климат изучаемой территории относится к умеренному климатическому региону и ко ПВ строительному климатическому району.

Район расположен в зоне умеренно-континентального климата с холодной зимой и умеренно теплым летом, а также с ранними осенними и поздними весенними заморозками.

Климатические характеристики участка определяются географическим положением, влиянием общих и местных факторов: солнечной радиацией, циркуляцией атмосферы, подстилающей поверхностью.

Температура наружного воздуха по месяцам и средне годовая в °С, приведена в таблице 1.2

Таблица 1.2 - Температура наружного воздуха

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Средне годовая
-11,5	-10,5	-4,5	5,0	12,3	17,0	18,7	16,9	11,0	3,9	-2,8	-7,9	4,0

Понижение температуры воздуха осенью происходит медленнее, чем повышение весной. Продолжительность периода с температурой воздуха ниже $<8^{\circ}\text{C}$ составляет в среднем 211 день, его средняя температура минус $4,4^{\circ}\text{C}$. Продолжительность периода с температурой воздуха $<10^{\circ}\text{C}$ составляет в среднем 226 дней, его средняя температура минус $3,4^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодным месяцем в году является январь, наблюдаемый минимум температур: -42°C . Расчетная температура самой холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 - составляет -35°C , при 0,92 - минус 32°C . Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца (января) составляет -16°C .

1.4 Осадки

Территория верхневолжского региона относится к зоне влажного климата с многолетней суммой осадков 600-800 мм.

Первый снежный покров на рассматриваемой территории появляется 22 - 25 октября и чаще всего стаивает во время оттепелей. Устойчивый снежный покров образуется в среднем 19-24 ноября. Наибольших значений высота снежного покрова достигает в конце февраля - начале марта. Максимальная высота снежного покрова до 100 см. Окончательный сход снега в среднем приходится на середину апреля.

Влажность воздуха. Средняя годовая относительная влажность воздуха равна 76%.

Ветер. Над территорией района преобладают ветры западных и юго-западных направлений. Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь 4,0 м/с; за июль -2,9 м/с.

По ветровым нагрузкам данная территория относится к первому району. Максимальная скорость ветра с учетом порывов составляет 48 м/сек.

Промерзание почвы. Устойчивое промерзание почвы начинается в середине ноября, полное оттаивание - в середине - конце апреля, средняя многолетняя продолжительность периода устойчивого промерзания - 150-180 дней.

2 Конструктивные решения сооружений ГПП 500 кВ «Луч»

ВКР предусматривается строительство следующих зданий и сооружений:

- ячейка № 9 (ОРУ-110 кВ) – 1 этап строительства;
- ячейка № 7 (ОРУ-500 кВ) - 1 этап строительства;
- ячейка № 2 (ОРУ-500 кВ) – 2 этап строительства;
- установка автотрансформатора АТ-3 - 1 этап строительства;
- кабельные трассы - 1,2 этапы строительства;
- порталы и прожекторная мачта - 1 этап строительства;
- маслосборник объемом $V=500\text{m}^3$ - 1 этап строительства;
- открытый склад масла - 1 этап строительства.

При проектировании зданий и сооружений ПС приняты функционально и технически целесообразные материалы, конструкции, конструктивные и пространственные схемы, обеспечивающие наименьшее значение сочетания статических и сейсмических нагрузок, что в свою очередь отвечает требованиям прочности, устойчивости, долговечности, пожарной безопасности.

2.1 Устройство оборудования

Открытое распределительное устройство (ОРУ-110 кВ).

Опоры под оборудование металлические индивидуального и заводского изготовления на монолитном столбчатом фундаменте, с размерами подошв (b*a): 1.5x1.5м. Глубина заложения фундамента - 1,8 и 2,0м, из бетона В30, W8.

Открытое распределительное устройство (ОРУ-500 кВ)

Опоры под оборудование металлические индивидуального и заводского изготовления на монолитном столбчатом фундаменте, с размерами подошв (b*a): 1.5x1.5 м, 2.1x2.1 м. Глубина заложения фундамента - 2.7 м, из бетона В30, W8.

Установка автотрансформатора АТ-3

Фундамент трансформатора АТ-3 железобетонный монолитный из бетона В20, F200, W8. Относительная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке +80,050.

Маслоприемник МП-1-железобетонный монолитный из бетона В25, F300, W8, с бетонной подготовкой В7,5. Маслоприемник МП-1 выполнить с уклоном днища $i=0,005$ с засыпкой промытого гравия.

Установка КРУН – 10 кВ.

Фундамент КРУН из отдельно стоящих столбчатых фундаментов.

Фундаменты реакторов из отдельно стоящих монолитных столбчатом фундаментов, с размерами подошвы (b*a): 1,2x1,2 м, глубина заложения фундамента - 1,9 м. Стойки из труб квадратного сечения по ГОСТ 8639-82, рамы из швеллера №16 П.

Установка ОПН 110кВ, ТН 10кВ, разъединитель 35кВ

Фундамент под ОПН 110 кВ из отдельно стоящих монолитных столбчатом фундаментов, с размерами подошвы (b*a): 1,2x1,2 м, глубина заложения фундамента - 1,9 м. Стойка заводского изготовления, поставляется комплектно с оборудования.

2.2 Кабельные трассы

Кабельные каналы по площадке ОРУ-500 кВ и ОРУ-110 кВ выполняются из сборных железобетонных лотков по серии 3.006.1-8 выпуск 0-1 и плит из АЦЗИДа по ГОСТ 4248-92.

Надземные лотки принимаются из железобетона, плиты для их покрытия принимаются из асбестоцементных досок.

Кабельные лотки укладываются на щебеночной подготовке с продольным уклоном 0,002 и поперечным уклоном 0,01 не менее 0,2 % по спланированной трассе таким образом, чтобы не препятствовать стоку ливневых вод.

2.3 Порталы и прожекторная мачта

Порталы ОРУ-500кВ по серии 13117тм свободностоящие в виде П-образных рам с шарнирным соединением стоек с траверсами и с жестким заземлением стоек в фундаментах.

Стойки и траверсы порталов решетчатого типа с соединением элементов на болтах для удобства транспортировки и возможности выполнения оцинковки горячим способом.

Прожекторная мачта ПМС-35,5А по серии 3.407.9-172, выполнена в виде свободностоящей стойки решетчатой конструкции. Крепление металлических площадок и подставки под молниеприемник выполняется на монтажных болтах с последующей обваркой стыковых элементов [1].

2.4 Маслоприемник трансформатора АТДЦТН 250000/500/110/10

Маслосборник имеет прямоугольную форму.

За относительную отметку 0,000 принято днище маслоприемника, что соответствует абсолютной отметке +74,41.

Днище, стены - железобетонное монолитное толщиной 300 мм, из бетона В25, F300, W8;

покрытие маслосборника - плиты покрытия сборные железобетонные по серии 1.442.1-1.87.1.

Исходные данные для расчета маслоприемника:

Тип трансформаторного оборудования:

АТДЦТН-250000/500.

Габаритные размеры трансформатора: 12950x6350x9850 мм

Масса трансформаторного масла в электрической машине: 113000 кг.

1. Произведем вычисления площади маслоприемника $S_{МП}$, м².

$$S_{МП} = S_{ОМП} - S_{ФТ}, \quad (2.1)$$

Где: $S_{ОМП}$ - площадь поверхности дна маслоприемника, m^2 .

$$S_{ОМП} = a \cdot b, \quad (2.2)$$

Где: a - длина маслоприемника, м; b - ширина маслоприемника, м.

$$S_{ОМП} = 16,95 \cdot 10,35 = 175,43 m^2 \quad (2.3)$$

2. Произведем вычисления площади фундамента трансформаторного оборудования $S_{ФТ}$, m^2 .

С целью размещения электрической машины на фундаменте в строительстве энергообъектов применяют плиты НСП-3 длиной $l_{п} = 3,5$ м, шириной 1,5 м. Для размещения потребуется плит в количестве 5шт.

$$S_{ФТ} = a \cdot b, \quad (2.4)$$

Где: a — длина фундамента трансформаторного оборудования, м;
 b — ширина фундамента трансформаторного оборудования, м.

$$S_{ФТ} = 3,5 \cdot 7,5 = 26,25 m^2;$$

3. Произведем математический расчет объема трансформаторного масла в силовой машине V_M , m^3

$$V_M = M_{ТМ} \div \rho_{ТМ} \quad (2.5)$$

Где: M_{TM} - масса трансформаторного масла в силовой машине, кг;
 ρ_{TM} - плотность транс-ого масла марки ГК принимаем равную 885 кг/м^3 .

$$V_M = 113000 : 885 = 127,6 \text{ м}^3$$

4. Произведем математические вычисления параметров маслоприемника при условии размещения 100% трансформаторного масла установленного трансформатора и 80% воды, попавшей при запуске системы АПТ.

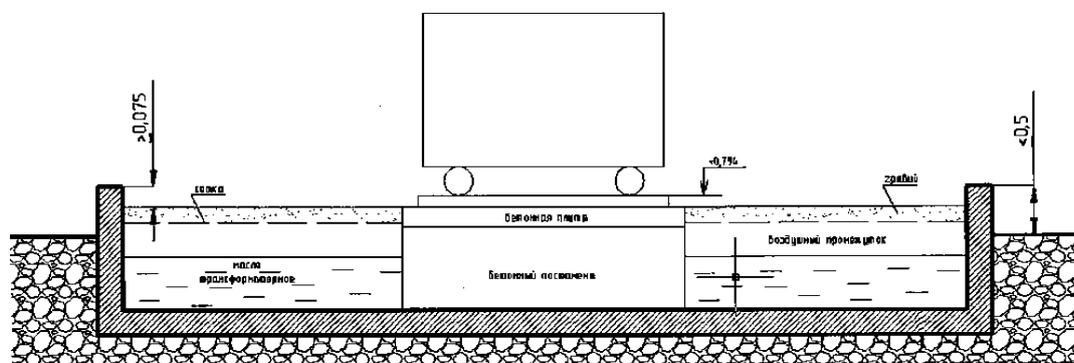


Рис. 2.1 - Маслоприемник

а. Рассчитаем объем технической жидкости $V_{воды}, \text{ м}^3$ для тушения трансформатора:

$$V_{воды} = l \cdot t \cdot S_{BT} \cdot 20\%, \quad (2.6)$$

Где: l - интенсивность пожаротушения, $l = 0,2 \text{ л/с м}^2 = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с м}^2$; t - нормативное время пожаротушения;

$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ с}$; S_{BT} — площадь орошаемой боковой поверхности трансформатора, м^2 .

$$S_{BT} = 2 \cdot A + B \cdot H, \quad (2.7)$$

Где A, B, H - габариты трансформатора, м.

$$S_{BT} = 2 \cdot 12,95 + 6,35 \cdot 9,85 = 380,21 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{Воды}} = 0,0002 \cdot 1800 \cdot 380,21 \cdot 0,2 = 27,37 \text{ м}^3$$

б. Определим объем маслосборника V_{Mn} , м^3

$$V_{MII} = V_M \cdot V_{\text{воды}}, \quad (2.8)$$

$$V_{MII} = 127,6 + 27,37 = 155 \text{ м}^3$$

5. Определим глубину маслоприемника под трансформатор h_{MII} , м

$$h_{MII} = (V_M \div S_{MII}) + h_z + h_b + h_\delta, \quad (2.9)$$

Где: h_z - толщина слоя гравия, 0,25м;

h_b - толщина воздушного промежутка, 0,05м;

h_δ - высота борта маслоприемника от верхней границы слоя гравия, 0,075м.

$$h_{MII} = 127,6 : 149,18 + 0,25 + 0,05 + 0,075 = 1,23 \text{ м}$$

3 Общая характеристика ГПП 500 кВ «Луч»

Подстанция ПС 500 кВ Луч находится в юго-западной части п. Б. Козино Нижегородской области.

На подстанции установлено две группы автотрансформаторов:

- АТ-1 3хАТДЦТН-167000/500/110/10;
- АТ-2 3хАТДЦТН-167000/500/110/10.

ОРУ-500 кВ выполнено по схеме «Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя»[4].

ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «Две рабочие системы шин с обходной»[4].

ОРУ-110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие системы шин с обходной с совмещенными ШСВ и ОВ».

На подстанции имеются здание ГЩУ, административное здание, здание насосной, здание камер переключения задвижек автотрансформаторов, здание маслохозяйства, компрессорные, а также ремонтная мастерская, гараж и склады.

Основные технико-экономические показатели ПС 500 кВ Луч представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Основные технико-экономические показатели ПС 500 кВ Луч

№ п/п	Наименование	Показатели
1	Высшее номинальное напряжение, кВ	500
2	Количество ячеек: РУ 500 кВ, шт.;	7
	РУ 220 кВ,	10
	РУ 110 кВ, шт.	16

4 Основные технические решения ГПП 500кВ «Луч»

Реконструкция открытого распределительного устройства 500 кВ на ПС 500 кВ Луч (ОРУ- 500 кВ) вызвана необходимостью выдачи в сеть 500 кВ мощности вновь вводимым АТ, ввиду замены сгоревшего автотрансформатора АТ-3, а также с развитием жилищного строительства в городе Нижний Новгород и его ближайших окраинах.

ОРУ-500 кВ ПС 500 кВ Луч выполняется по схеме "Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя". ОРУ-220 кВ ПС 500 кВ Луч выполнено по схеме "Две рабочие системы шин с обходной". ОРУ-110 кВ ПС 500 кВ Луч выполнено по схеме "Две рабочие системы шин с обходной с совмещенными ШСВ и ОВ" [4].

В настоящей работе произведена корректировка этапности реконструкции. Реконструкция ПС 500 кВ Луч проводится в два этапа. Ниже приведены этапы реконструкции ПС 500 кВ Луч.

Этап 1

Производится установка нового автотрансформатора АТ-3 мощностью 250 МВА и его подключение в ячейке №7 ОРУ-500 кВ, в ячейке №9 ОРУ-110 кВ. На стороне 10 кВ АТ-3 организуется новое распределительное устройство КРУН 10 кВ.

Компоновка ОРУ-500 кВ выполняется гибкой ошиновкой. Вновь устанавливаемое и заменяемое оборудование ОРУ устанавливается на новых фундаментах и на новых опорах.

На ОРУ-500 кВ в ячейке №7 устанавливаются:

- высоковольтные однополюсные разъединители с номинальным током 3150 А, током электродинамической стойкости 160 кА, током термической стойкости (2 сек) 63 кА, с электродвигательным приводом.

- трансформаторы тока с номинальным током первичной обмотки $I = 2000$ А, номинальным током вторичной обмотки $I_{2\text{ном}} = 1$ А, током электродинамической стойкости 102 кА.

Гибкая ошиновка ОРУ-500 кВ выполняется двумя сталеалюминиевыми проводами 2хАС- 700/86. На ОРУ-500 кВ устанавливаются ячейковые порталы типа ПС-750-Л1 и мачта прожекторного освещения типа МПС-32,5.

На ОРУ-110 кВ в ячейке №9 устанавливаются:

- элегазовый выключатель с номинальным током 3150 А, током электродинамической стойкости 102 кА, током термической стойкости (3 сек) 40 кА, номинальным током отключения 40 кА.

- трансформаторы тока с номинальным током первичной обмотки $I = 2000$ А, номинальным током вторичной обмотки $I = 1$ А, током электродинамической стойкости 102 кА, током термической стойкости (2 сек) 40 кА. Гибкая ошиновка ОРУ-110 кВ выполняется двумя сталеалюминиевыми проводами 2хАС-500/64.

- высоковольтные трехполюсные и однополюсные разъединители с номинальным током 2000 А, током электродинамической стойкости 100 кА, током термической стойкости 40 кА, с электродвигательным приводом.

Этап 2

На ОРУ-500 кВ в ячейке №2 устанавливаются:

- высоковольтные однополюсные разъединители с номинальным током 3150 А, током электродинамической стойкости 160 кА, током термической стойкости (2 сек) 63 кА, с электродвигательным приводом;

- емкостные трансформаторы напряжения 500 кВ;

- ограничители перенапряжений нелинейные 500 кВ

для поддержания гибкой ошиновки ОРУ-500 кВ устанавливаются шинные опоры.

4.1 Перечень и объемы работ

Реконструкцией предусматривается:

- поставка материалов, конструкций и оборудования;
- подготовка инфраструктуры объекта для размещения оборудования;
- поставка проверочных устройств и запасных частей;
- поставка испытательного оборудования и приборов;

Строительство новых сооружений выполняется в два этапа. На первом этапе работ производится установка:

- двенадцати шт. разъединителей 500 кВ;
- шесть шт. трансформаторов тока 500 кВ;
- две шт. шинных опор 500 кВ;
- трех шт. ограничителей перенапряжения 110 кВ;
- один трехполюсный выключатель элегазовый колонковый 110 кВ;
- три шт. разъединителей трехполюсных горизонтально-поворотных 110 кВ;
- три шт. разъединителей однополюсных горизонтально-поворотных 110 кВ;
- три шт. трансформаторов тока 110 кВ;
- четыре шт. шинных опор 110 кВ;
- одного разъединителя 35 кВ;
- трех шт. токоограничивающих реакторов 10 кВ;
- трех шт. трансформаторов напряжения 10 кВ;
- трех шт. ограничителей перенапряжения 10 кВ;
- комплектное распределительное устройство наружной установки 10 кВ (КРУН 10 кВ);

- так же предусмотрены работы по расконсервации фактически поставляемого автотрансформатора мощностью 250 МВА, типа АДЦТН-500/110/10,5-У1 (трансформатор АТЗ подключается к распределительным устройствам 500 кВ и 110 кВ без изменения схемы распределительных устройств), его ревизии, монтажа навесных и встраиваемых узлов и наладки;
- монтаж ошиновки 500 кВ, выполненной проводом 2хАС-700/86 – 1110 м;
- монтаж ошиновки 110 кВ (включая шинный мост между АТ-3 и ОРУ 110 кВ), выполненной проводом 2хАС-500/64 – 2270 м;
- монтаж жесткой ошиновки на стороне 10 кВ от АТ-3 до КРУН 10 кВ, выполненной шиной АДЗ1Т – 230 м;
- монтаж трёх ранее демонтированных ОПН 500 кВ в ячейке №7.

Таблица 4.1 - Спецификация оборудования ГПП 500 кВ «Луч»

№	Наименование	Количество
1	Трансформатор тока 500 кВ	6 шт.
2	Трансформатор напряжения 500 кВ	6 шт.
3	Разъединитель однополюсный полупантографный с двумя комплексами заземляющих ножей 500 кВ, 3150 А, 40 кА	12 шт.
4	Разъединитель однополюсный 500 кВ, 3150 А, 40 кА с одним заземляющим ножом	6 шт.
5	Ограничитель перенапряжения 500 кВ	6 шт.
6	Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ, 3150 А, 40кА трехполюсное исполнение	1 шт.
7	Трансформатор тока 110 кВ	3 шт.
8	Ограничитель перенапряжения 110 кВ	3 шт.
9	Разъединитель трехполюсный горизонтально-поворотный с двумя комплектами заземляющих ножей 110 кВ, 2000 А, 40кА	3 шт.
10	Разъединитель однополюсный горизонтально-поворотный с одним комплектом заземляющих ножей 110 кВ, 2000 А, 40кА	3 шт.
11	Реактор токоограничивающий 10 кВ	3 шт.
12	КРУН 10 кВ	1 шт.
13	Трансформатор напряжения 10 кВ	3 шт.
14	Ограничитель перенапряжения 10 кВ	3 шт.

Продолжение таблицы 4.1

15	Разъединитель трёхполюсный 35 кВ, 1000 А, 31,5 кА	1 шт.
16	РЗА	1 к-т
17	ССПИ	1 к-т
18	АИИСКУЭ	1 к-т
19	Система мониторинга АТ	1 к-т
20	Маслохозяйство. Установка баков V=100 м. куб	1 к-т
21	Стальные емкости	3 к-т
22	АОТДЦТН 500/110/10кВ	1 шт.

4.2 Первичная коммутация

Подключение автотрансформатора АТ-3 мощностью 250 МВА выполняется в ячейке N7 ОРУ-500 кВ и в ячейке N9 ОРУ-110 кВ. Вновь устанавливаемое и заменяемое оборудование ОРУ устанавливается на новых фундаментах и на новых опорах.

Схема принципиальная электрическая принята на основании существующей схемы, в соответствии с [1]. Схема экономична, надежна, позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов.

Электроснабжение вновь устанавливаемого оборудования (двигатели приводов выключателей и разъединителей, двигатели насосов, электромагниты включения и отключения выключателей, микропроцессорные терминалы РЗ и др.) осуществляется от существующих распределительных устройств 0,4 кВ и постоянного оперативного тока.

Прокладка силовых и контрольных кабелей по территории ОРУ осуществляется по существующим и новым кабельным трассам в соответствии с [2], а так же в соответствии с [3].

На площадке ОРУ в целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, прокладываются продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединяются между собой в заземляющую сетку.

Металлоконструкции, металлические основания и корпуса оборудования на территории ОРУ соединяются с контуром заземления. Силовое оборудование устанавливается вблизи узла заземляющей сетки и соединяется с ней не менее чем двумя противоположно направленными проводниками.

Экраны контрольных кабелей заземляются с обеих сторон, за исключением кабелей, по которым передаются аналоговые низкочастотные сигналы низкого уровня. Присоединение экранов кабелей к контуру заземления выполняется в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя контрольных кабелей.

Молниезащита ОРУ-500 кВ выполняется в соответствии с требованиями [4], [3], [5]. Для молниезащиты используются молниеотводы высотой 5 м, устанавливаемые на порталах и мачтах прожекторного освещения. Схема молниезащиты приведена в графической части на листе 6.

На ОРУ-500 кВ выполняется комплекс мероприятий для защиты обслуживающего персонала от вредного влияния электрического и магнитного полей в соответствии с [3], [6], [7].

Для защиты персонала над рабочими местами устанавливаются экраны. В связи с тем, что ПС 500 кВ Луч находится в районе, где высота снежного покрова превышает 200 мм, то применяются решетчатые экраны из катаной стали диаметром не менее 8 мм с расстоянием между отдельными прутками не более 200 мм.

Перечень поставляемого основного электротехнического оборудования представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 Перечень поставляемого основного электротехнического оборудования и материалов 1 этапа

№ п/п	Наименование	Кол.
500 кВ		
1	АОТДЦТН 500/110/10кВ	1
2	Трансформатор тока 500 кВ, шт.	6
3	Разъединитель однополюсный полупантографный с двумя комплектами заземляющих ножей 500 кВ, 3150 А, 63 кА, шт.	6
4	Разъединитель однополюсный полупантографный с одним комплектом заземляющих ножей 500 кВ, 3150 А, 63 кА, шт.	6
110 кВ		
5	Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ, 3150 А, 40 кА, шт.	1
6	Трансформатор тока 110 кВ, шт.	3
7	Ограничитель перенапряжения 110 кВ, шт.	3
8	Разъединитель трехполюсный горизонтально – поворотный с двумя комплектами заземляющих ножей, 110 кВ, 2000 А, 40 кА	3
9	Разъединитель однополюсный горизонтально – поворотный с одним комплектом заземляющих ножей, 110 кВ, 2000 А, 40 кА	3
10 кВ		
10	КРУН 10 кВ комплект	1
11	Ограничитель перенапряжения 10 кВ, шт.	3
12	Разъединитель трехполюсный 35 кВ, 2000 А, 31,5 кА, шт.	1
13	Реактор токоограничивающий, $U_{ном} = 10кВ, I_{ном} = 1000А,$ $R = 0,25 Ом, I_{дин} = 49 кА, I_{терм.} = 19,3 кА 6 с$ шт.	3
14	Трансформатор напряжения 10 кВ шт.	3
Изделия и материалы (количество уточняется на стадии РД)		
15	Провод сталеалюминевый АС-700/86, м	2220
16	Провод сталеалюминевый АС-500/64, м	4540
17	Шина электротехническая АДЗ1Т 10х100, м	230
18	Изолятор подвесной стеклянный ПС-70Е, шт.	1503
19	Изолятор опорный 10 кВ, шт.	201
20	Сталь полосовая 5х40 мм, м	2160
21	Сталь круглая d=25 мм; L=5 м, шт.	74

Таблица 4.3 Перечень поставляемого основного электротехнического оборудования и материалов 2 этапа

№ п/п	Наименование	Кол.
500 кВ		
1	Трансформатор напряжения 500 кВ, шт.	6
2	Разъединитель однополюсный полупантографный с двумя комплектами заземляющих ножей 500 кВ, 3150 А, 63 кА, шт.	6
3	Ограничитель перенапряжения 500 кВ, шт.	6
Изделия и материалы		
4	Провод сталеалюминевый АС-700/86, м	600
5	Сталь полосовая 5х40 мм, м	50

4.3 Кабельное хозяйство

Перед началом прокладки новых кабелей необходимо выполнить работы по очистке и частичному восстановлению существующих каб. трасс.

Перечень изделий и материалов для восстановления существующих кабельных трасс представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 Перечень изделий и материалов для восстановления существующих кабельных трасс по 1, 2 этапам

№ п/п	Наименование	Кол.
1	Кабельная стойка, l=400 мм	55
2	Кабельная стойка, l=600 мм	20
3	Кабельная полка, l=240 мм комплектно с: - болты, гайки шайбы для крепления полок к стойкам.	110
4	Кабельная полка, l=360 мм	60
5	Лоток стальной открытого типа прямой, l=2000 мм	15
6	Лоток стальной открытого типа прямой, l=2000 мм	25
7	Сталь полосовая горячекатаная оцинкованная, 5х40	130
8	Болт распорный для строительства, М8х85	350
9	Болт распорный для строительства, М6х65	250
10	Цементная смесь, м ³	2

Ниже в таблице 4.5 приведен перечень изделий и материалов для новых кабельных трасс.

Таблица 4.5 Монтируемые кабельные конструкции 1,2 этапа

№ п/п	Наименование	Кол.
1	Кабельная стойка, l=400мм	325
2	Кабельная полка, l=340мм комплектно	650
3	Косынка боковая	650
4	Скоба переходная	650
5	Лоток стальной открытого типа прямой, l=2000мм	275
6	Секция горизонтальная для поворота кабельной трассы на 90° комплектно с: - болты, гайки шайбы для крепления лотков между собой и к консолям.	12
7	Секция на три направления комплектно с: - болты, гайки шайбы для крепления лотков между собой и к консолям.	12
8	Секция я на четыре направления комплектно с: - болты, гайки шайбы для крепления лотков между собой и к консолям.	4
9	Короб кабельный прямой, оцинкованный, размер 100x200x2000мм, комплектно с: - корпус; - скоба соединительная;	10
10	Противопожарная пена	30
11	Цементно-песчаный раствор	1,5

Количество силового и контрольного кабеля, которое необходимо проложить согласно I этапа:

Силовой кабель – 35100 м; Контрольный кабель – 94700 м.

Количество силового и контрольного кабеля, необходимое проложить согласно II этапа:

Силовой кабель – 1900 м;

Контрольный кабель – 20300 м.

5 Выбор мощности трансформатора реконструируемой ГПП 500 кВ «Луч»

С целью проведения анализа размеров приведенных затрат двух ближайших по мощности трансформаторов примем следующее условие:

$$S_{ном.м2} > S_{ном.м1} > S_{ном.т} \quad (5.1)$$
$$330 \text{ MVA} > 250 \text{ MVA} > 245 \text{ MVA}$$

5.1 Техничко-экономический расчёт выбора трансформаторов

5.1.1 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором АТДЦТН 250000/500/110/10

Технические параметры АТДЦТН 250000/500/110/10 [9]:

$$\Delta P_{XX} = 190 \text{ кВт} \quad \Delta P_{КЗ} = 670 \text{ кВт}$$
$$I_{XX\%} = 0.4\% \quad U_{K\%} = 10.5\%.$$

Потери реактивной мощности (Q_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (5.2)$$
$$Q_{xx} = \frac{0,4}{100} \cdot 250000 = 1000 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности (P'_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{ин} \cdot Q_{xx} \quad (5.3)$$
$$P'_{xx} = 190 + 0.05 \cdot 1000 = 240 \text{ кВт}$$

Где: $K_{ин}$ – коэффициент изменения потерь принимаем 0,05 кВт/кВар.

Потери активной мощности ($P_{к.в.}$) в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при полной загрузке (свыше номинальной мощности режим не рассматривается):

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0.5 \cdot P_{к.вн-нн} \quad (5.4)$$

$$P_{к.в.} = 0,5 \cdot 670 = 335 \text{ кВА}$$

Произведем расчет напряжения в режиме короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего классов напряжения следующим образом:

$$\begin{aligned} U_{к.вн.} &= 0.5 \cdot (U_{к.вн-сн} + U_{к.вн-нн} - U_{к.сн-нн}) \\ U_{к.вн.} &= 0.5 \cdot (0 + 10,5 - 30) = 0 \text{ \%}; \end{aligned} \quad (5.5)$$

$$\begin{aligned} U_{к.сн.} &= 0.5 \cdot (U_{к.вн-сн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-нн}) \\ U_{к.сн.} &= 0.5 \cdot (0 + 30 - 10,5) = 9,75 \text{ \%}; \end{aligned} \quad (5.6)$$

$$\begin{aligned} U_{к.нн.} &= 0.5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-сн}) \\ U_{к.нн.} &= 0.5 \cdot (10,5 + 30 - 0) = 20,25 \text{ \%}; \end{aligned} \quad (5.7)$$

Тогда потери реактивной мощности в режиме кз по обмоткам каждого класса можно определить, как:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн.}}{100} \cdot S_{ном.т}; \quad (5.8)$$

$$Q_{к.вн} = \frac{0}{100} \cdot 250000 = 0 \text{ кВар};$$

$$Q_{к.сн} = \frac{U_{к.сн.}}{100} \cdot S_{ном.т}; \quad (5.9)$$

$$Q_{к.сн} = \frac{9,75}{100} \cdot 250000 = 24375 \text{ кВар};$$

$$Q_{к.нн} = \frac{U_{к.нн.}}{100} \cdot S_{ном.т}; \quad (5.10)$$

$$Q_{к.нн} = \frac{20,25}{100} \cdot 250000 = 50625 \text{ кВар}.$$

Приведённые потери активной мощности режима короткого замыкания трансформаторного оборудования:

$$P'_{к.вн} = P_{к.вн} + K_{ин} \cdot Q_{к.вн} \quad (5.11)$$

$$P'_{к.вн} = 335 + 0,05 \cdot 0 = 335 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.сн} = P_{к.сн} + K_{ин} \cdot Q_{к.сн} \quad (5.12)$$

$$P'_{к.сн} = 335 + 0,05 \cdot 24375 = 1553,8 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.нн} = P_{к.нн} + K_{ин} \cdot Q_{к.нн} \quad (5.13)$$

$$P'_{к.нн} = 335 + 0,05 \cdot 50625 = 2866,3 \text{ кВт};$$

$$P'_к = P'_{к.вн} + P'_{к.сн} + P'_{к.нн} \quad (5.14)$$

$$P'_к = 335 + 1553,8 + 2866,3 = 4755,1 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки высшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,98 \quad (5.15)$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки низшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зс} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} \cdot 0,6 = 0,6 \cdot 0,98 = 0,59$$

Произведем расчет потерь мощности трансформаторного оборудования:

$$P'_m = P_{xx}' + K_{зв}^2 \cdot P'_{к.вн} + K_{зс}^2 \cdot P'_{к.сн} + K_{зн}^2 \cdot P'_{к.нн} \quad (5.16)$$

$$P'_m = 240 + 0,98^2 \cdot 335 + 0,59^2 \cdot 1553,8 + 0,39^2 \cdot 2866,3 = 1690 \text{ кВт}$$

Расчет потерь электрической энергии холостого хода:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i \quad (5.17)$$

Где: n_m - количество трансформаторного оборудования подстанции, находящегося в параллельной работе.

Суммарные потери в режиме х.х.:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i}; \quad (5.18)$$

Расчет потерь электрической энергии в режиме к.з.:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_m} \cdot P''_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_m} \cdot P''_{к.сн} \cdot K_{зс}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_m} \cdot P''_{к.нн} \cdot K_{зн}^2 \cdot T_i; \quad (5.19)$$

Где: T_i – временной период пребывания некоторой нагрузки S_i .

Результирующие значения потерь в режиме короткого замыкания вычисляются следующим образом:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i} \quad (5.20)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах ПС:

$$\Delta W_{nc} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{квi} + \Delta W_{кci} + \Delta W_{кнi}. \quad (5.21)$$

Расчётные данные по потерям электроэнергии внесены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 - Расчётные данные по потерям электроэнергии

Ступени	$S_{ВНi},$ МВА	$S_{СНi},$ МВА	$S_{ННi},$ МВА	n_i	$T_i, \text{ ч}$	$\Delta W_{xi},$ кВт _э ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.снi}$	$k_{з.ннi}$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт _э ч	$\Delta W_{к.снi},$ кВт _э ч	$\Delta W_{к.ннi},$ кВт _э ч
1	246	148	98	1	213	40470	0,98	0,59	0,39	69089,9	116292	94582,6
2	244	147	98	1	426	80940	0,98	0,59	0,39	135942	228817	186102
3	234	141	94	1	319,5	60705	0,94	0,56	0,37	93770,7	157834	128370
4	231	139	92	1	517	98230	0,92	0,56	0,37	147870	248893	202431
5	223	134	89	1	213	40470	0,89	0,54	0,36	56774,6	95562,7	77723,2
6	205	123	82	1	547,5	104025	0,82	0,49	0,33	123327	207583	168831
7	197	119	79	1	973,5	184965	0,79	0,47	0,32	202504	340853	277223
8	185	111	74	1	213	40470	0,74	0,45	0,30	39074	65769,1	53491,5
9	177	107	71	1	365	69350	0,71	0,43	0,28	61292,1	103166	83907,5
10	167	101	67	1	912,5	173375	0,67	0,40	0,27	136405	229596	186736
11	153	92	61	1	912	173280	0,61	0,37	0,24	114431	192609	156653
12	139	84	56	1	182,5	34675	0,56	0,33	0,22	18899,8	31812	25873,4
13	125	75	50	1	106,5	20235	0,50	0,30	0,20	8919,38	15013	12210,4
14	107	64	43	1	289	54910	0,43	0,26	0,17	17735	29851,4	24278,8
15	97	58	39	1	182,5	34675	0,39	0,23	0,16	9203,88	15491,9	12599,9
16	91	55	36	1	213	40470	0,36	0,22	0,15	9454,25	15913,3	12942,7
17	85	51	34	1	152	28880	0,34	0,20	0,14	5886,35	9907,87	8058,29
18	70	42	28	1	654	124260	0,28	0,17	0,11	17176,7	28911,6	23514,5
19	45	27	18	1	228	43320	0,18	0,11	0,07	2474,71	4165,42	3387,83
20	41	25	16	1	608,5	115615	0,16	0,10	0,07	5482,68	9228,42	7505,68
21	34	20	14	1	152	28880	0,14	0,08	0,05	941,816	1585,26	1289,33
22	26	16	10	1	380	72200	0,10	0,06	0,04	1376,88	2317,55	1884,92
Итого потери по ТП:					8760	1664400				1278031	2151173	1749597
											6843201,39	

Произведем оценку потерь электрической энергии трансформаторе АТДЦТН 250000/500/110/10, имея расчётные данные:

$$\Delta W_{nc} = 6,843 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{xx} = 5,178 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{кз} = 1,664 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Ценовая стоимость потерь электрической энергии трансформаторе АТДЦТН 250000/500/110/10:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{xx} T_x \Delta W_{xx} + C_{эк}(t) \Delta W_{кз} \quad (5.22)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,012 \cdot 6843 \cdot 10^3 + 0,013 \cdot 1664 \cdot 10^3 = 103 \cdot 10^3 \text{ руб.},$$

Где: $C_{xx} T_x = 0,012 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$ – стоимость 1 кВт·ч потерь;

$C_{эк}(t) = 0,013 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$ – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь электроэнергии трансформаторов.

Приведённые затраты:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K_1 + I_{\mathcal{O}} + I_{W_{nc}} \quad (5.23)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 100 \cdot 10^6 + 9,4 \cdot 10^6 + 0,1 \cdot 10^6 = 24,5 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

Где $E_n = 0,15$ – коэффициент, отображающий эффективность функционирования;

K – капитальные затраты на оборудование ПС, руб

$$K_1 = 1 \cdot K = 1 \cdot 100\,000\,000 = 100\,000\,000 \text{ руб.};$$

$I_{\mathcal{O}} = K \cdot P_{сум}$ – ежегодные эксплуатационные издержки, руб;

$$I_{\mathcal{O}} = P_{сум} \cdot K_1 \quad (5.24)$$

$$I_3 = 0,094 \cdot 100000000 = 9400000 \text{ руб};$$

$$P_{\text{сум}} = 0,094 - \text{амортизационный коэффициент}$$

5.1.2 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором АТДЦТН 330000/500/110/10

Технические параметры АТДЦТН 330000/500/110/10 [9]:

$$\Delta P_{XX} = 250 \text{ кВт} \quad \Delta P_{K3} = 750 \text{ кВт}$$

$$I_{XX\%} = 0.4\% \quad U_{K\%} = 10.5\%.$$

Потери реактивной мощности (Q_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{0,4}{100} \cdot 330000 = 1320 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности (P'_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$P'_{xx} = 250 + 0,05 \cdot 1320 = 316 \text{ кВт}$$

Где: $K_{ин}$ – коэффициент изменения потерь принимаем 0,05 кВт/кВар.

Потери активной мощности ($P_{K.B.}$) в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при полной загрузке (свыше номинальной мощности режим не рассматривается):

$$P_{K.B.} = 0,5 \cdot 75 = 375 \text{ кВт}$$

Произведем расчет напряжения в режиме короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего классов напряжения следующим образом:

$$U_{\text{к.вн.}} = 0,5 \cdot (0 + 10,5 - 30) = 0 \%;$$

$$U_{\text{к.сн.}} = 0,5 \cdot (0 + 30 - 10,5) = 9,75 \%;$$

$$U_{к.нн.} = 0.5 \cdot (10,5 + 30 - 0) = 20,25 \%;$$

Тогда потери реактивной мощности в режиме кз по обмоткам каждого класса можно определить как:

$$Q_{к.вн.} = \frac{0}{100} \cdot 330000 = 0 \text{ кВар};$$

$$Q_{к.сн.} = \frac{9,75}{100} \cdot 330000 = 32175 \text{ кВар};$$

$$Q_{к.нн.} = \frac{20,25}{100} \cdot 330000 = 66825 \text{ кВар}.$$

Приведённые потери активной мощности режима короткого замыкания трансформаторного оборудования:

$$P'_{к.сн.} = 375 + 0,05 \cdot 32175 = 1983,8 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.нн.} = 375 + 0,05 \cdot 66825 = 3716,3 \text{ кВт};$$

$$P'_к = 375 + 1983,8 + 3716,3 = 6075,1 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки высшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,75$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки низшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зс} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,3$$

Произведем расчет приведённых потерь мощности трансформаторного оборудования:

$$P'_m = 316 + 0,75^2 \cdot 375 + 0,45^2 \cdot 1983,8 + 0,3^2 \cdot 3716,3 = 1230,6 \text{ кВт}$$

Расчётные данные по потерям электроэнергии внесены в табл. 5.2.

Таблица 5.2- Расчётные данные по потерям электроэнергии

Ступени	$S_{ВНi},$ МВА	$S_{СНi},$ МВА	$S_{ННi},$ МВА	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.снi}$	$k_{з.ннi}$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.снi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.ннi},$ кВт*ч
1	246	148	98	1	213	53250	0,75	0,45	0,30	44386,7	85212,6	70380,6
2	244	147	98	1	426	106500	0,74	0,45	0,30	87335,9	167665	138482
3	234	141	94	1	319,5	79875	0,71	0,43	0,28	60242,9	115653	95522,4
4	231	139	92	1	517	129250	0,70	0,42	0,28	94998,8	182376	150632
5	223	134	89	1	213	53250	0,68	0,41	0,27	36474,8	70023,4	57835,2
6	205	123	82	1	547,5	136875	0,62	0,37	0,25	79231	152106	125630
7	197	119	79	1	973,5	243375	0,60	0,36	0,24	130098	249760	206287
8	185	111	74	1	213	53250	0,56	0,34	0,22	25103	48192,2	39803,9
9	177	107	71	1	365	91250	0,54	0,32	0,21	39377	75595	62437
10	167	101	67	1	912,5	228125	0,51	0,30	0,20	87633,3	168236	138953
11	153	92	61	1	912	228000	0,46	0,28	0,19	73515,9	141134	116568
12	139	84	56	1	182,5	45625	0,42	0,25	0,17	12142,2	23310,2	19252,9
13	125	75	50	1	106,5	26625	0,38	0,23	0,15	5730,24	11000,8	9086
14	107	64	43	1	289	72250	0,32	0,20	0,13	11393,8	21873,5	18066,3
15	97	58	39	1	182,5	45625	0,29	0,18	0,12	5913,03	11351,7	9375,82
16	91	55	36	1	213	53250	0,28	0,17	0,11	6073,87	11660,5	9630,86
17	85	51	34	1	152	38000	0,26	0,16	0,10	3781,68	7259,98	5996,31
18	70	42	28	1	654	163500	0,21	0,13	0,08	11035,1	21185	17497,5
19	45	27	18	1	228	57000	0,14	0,08	0,05	1589,88	3052,21	2520,94
20	41	25	16	1	608,5	152125	0,12	0,07	0,05	3522,34	6762,11	5585,1
21	34	20	14	1	152	38000	0,10	0,06	0,04	605,069	1161,6	959,41
22	26	16	10	1	380	95000	0,08	0,05	0,03	884,573	1698,18	1402,6
Итого потери по ТП:					8760	2190000				821069	1576269	1301905
					5889243,58							

Произведем оценку потерь электрической энергии трансформаторе АТДЦТН 330000/500/110/10, имея расчётные данные:

$$\Delta W_{nc} = 5,889 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{xx} = 2,190 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{кз} = 3,699 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Ценовая стоимость потерь электрической энергии трансформаторе АТДЦТН 330000/500/110/10:

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,012 \cdot 2190 \cdot 10^3 + 0,013 \cdot 3699 \cdot 10^3 = 74,37 \cdot 10^3 \text{ руб.},$$

Приведённые затраты:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 120 \cdot 10^6 + 11,28 \cdot 10^6 + 0,74 \cdot 10^6 = 30,02 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

$$K_1 = 1 \cdot K = 1 \cdot 120\,000\,000 = 120\,000\,000 \text{ руб.};$$

$$I_{\text{э}} = 0,094 \cdot 120\,000\,000 = 11\,280\,000 \text{ руб.};$$

Принимаем к установке трансформатор АТДЦТН 250000/500/110/10 на основании меньших затрат.

6 Расчет токов короткого замыкания ГПП 500 кВ «Луч»

Расчет токов короткого замыкания осуществляется на основе схемы замещения системы электроснабжения. По электрической схеме электрической системы производится построение схемы замещения с указанием активного и индуктивного сопротивлений линий электропередачи и других элементов исследуемой системы электроснабжения [7,8].

По рассматриваемой схеме системе главной понизительной подстанции «Луч» 500/110/10 кВ осуществляется математический расчет токов короткого наиболее и наименее загруженных режимах функционирования системы электроснабжения.

Наиболее и наименее загруженным режимом функционирования схемы системы является те, которые соответствуют крайним положениям переключателя РПН.

Исследуемая схема для вычисления значений токов короткого замыкания графически изображена на рисунке 6.1.

Схема замещения исследуемой схемы продемонстрирована на рисунке 6.2.

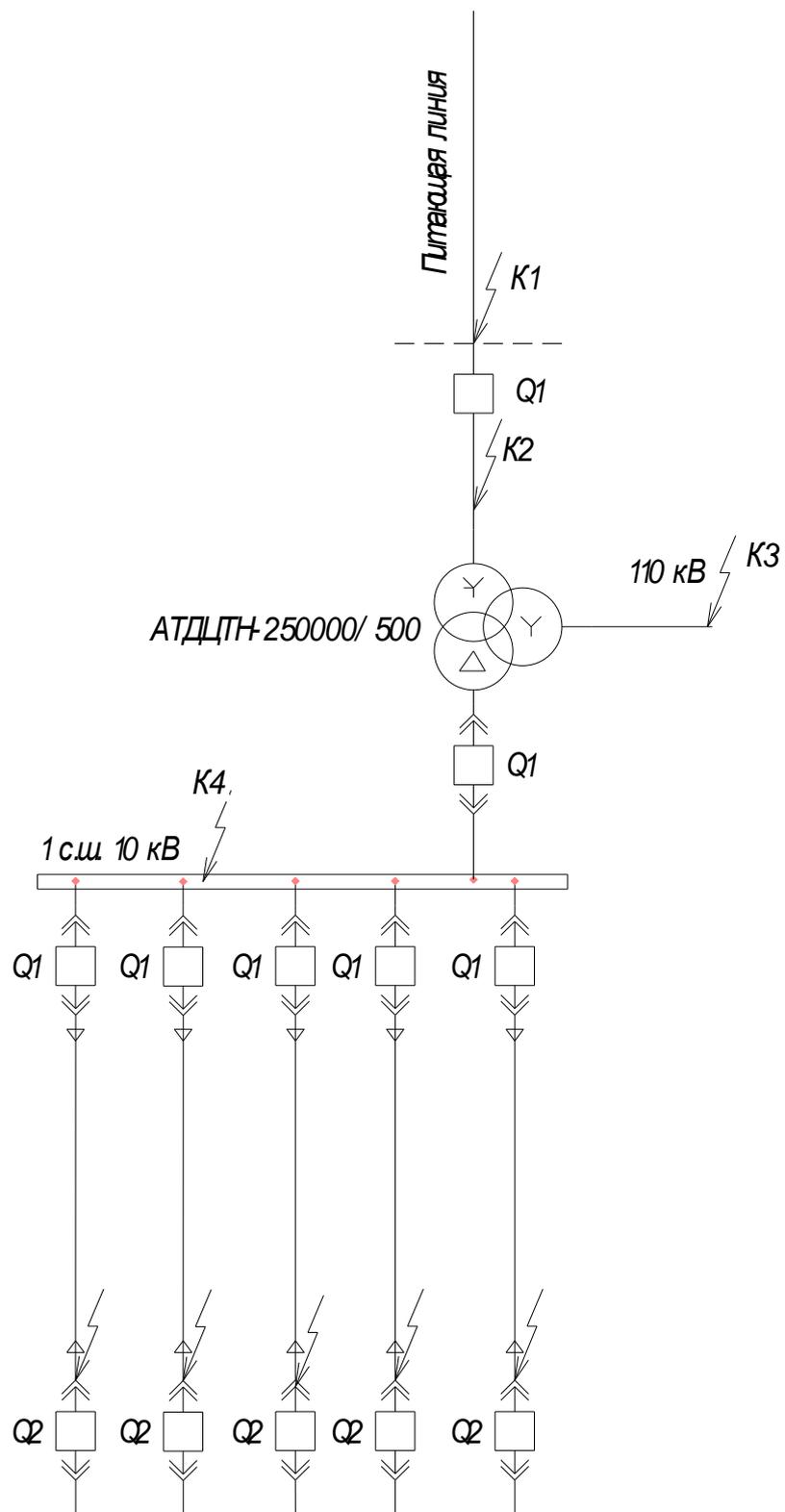


Рисунок 6.1 - Расчетная схема ПС 500 кВ «Луч»

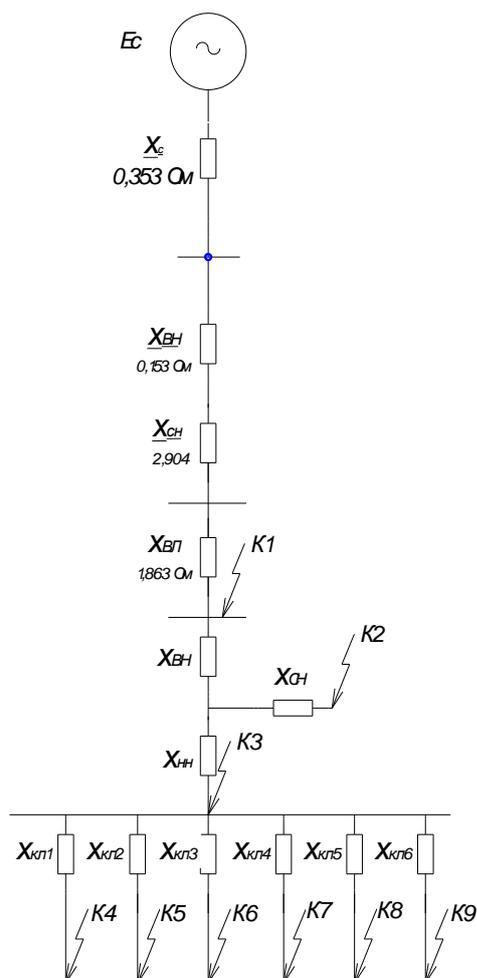


Рисунок 6.2 - Схема замещения ПС 500 кВ «Луч»

Методика вычисления значений токов короткого замыкания для всех классов напряжения изложена в руководящей документации РД 153-34.0-20.257-98, в соответствии с которой осуществляется математический расчет.

Вычисление значений индуктивных сопротивлений короткого замыкания по низшему классу напряжения осуществляются по следующим расчётным формулам:

$$X_{НН.МІN} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.МАХ}}{U_{СР.ВН} \cdot 1 - \Delta U} + \frac{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U) \cdot U_{К.МІN}}{100 \cdot S_{Н.ТР}} \right] \quad (6.1)$$

$$X_{НН.МАХ} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.МІN}}{U_{СР.ВН}^2} + \frac{U_{К.МАХ}}{100 \cdot S_{Т.ТР}} \right] \quad (6.2)$$

Где: $U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}$ – низшее напряжение выбранного трансформатора;

Вычисление значений трехфазного тока КЗ, в максимальном и минимальном режимах по низшему классу напряжения осуществляются по следующим расчётным формулам:

$$I_{K.HH.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MIN}} \quad (6.3)$$

$$I_{K.HH.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MAX}} \quad (6.4)$$

Приведение полученных значений токов короткого замыкания к высшему напряжению 500 кВ со стороны низшего напряжения, рассчитанных по формулам (6.3, 6.4) осуществляется путем следующих преобразований:

$$I_{K.VH.MAX}^{(3)} = I_{K.HH.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)} \quad (6.5)$$

$$I_{K.VH.MIN}^{(3)} = I_{K.HH.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{VH.MAX}} \quad (6.6)$$

Значение сопротивления системы со стороны высшего класса напряжения 220 кВ главной понизительной подстанции «Луч» в максимальном и минимальном режимах находится по выражению:

$$X_{MAXC} = \frac{U_c^2}{S_{KЗ}} \quad (6.7)$$

$$X_{MINC} = \frac{U_c^2}{S_{KЗ}} \quad (6.8)$$

Вычисление значений сопротивления КЗ по стороне низшего класса напряжения выбранного трансформаторного оборудования требуется производить по выражениям (6.1, 6.2).

Расчет напряжения короткого замыкания стороны 110 кВ автотрансформатора в максимальном и минимальном режиме работы представлен далее:

$$U_{K.MIN} = 0,5 \cdot (U_{K.вс.min} + U_{K.сн.min} - U_{K.сн.ср.}) \quad (6.9)$$

$$U_{K.MIN} = 0,5 \cdot (9,52 + 17,04 - 6,5) = 10,03\%$$

$$U_{K.MIN} = 0,5 \cdot (U_{K.вс.max} + U_{K.сн.max} - U_{K.сн.ср.}) \quad (6.10)$$

$$U_{K.MIN} = 0,5 \cdot (11,56 + 19,29 - 6,5) = 12,175\%$$

Вычисление значений индуктивных сопротивлений короткого замыкания по среднему классу напряжения 110 кВ осуществляются по формулам аналогичным для соответствующего класса (6.1, 6.2).

Расчет трехфазного тока короткого замыкания, в максимальном и минимальном режиме, на стороне низкого напряжения осуществляется по формулам (6.3, 6.4).

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Результаты расчетов

№	Переменные	Сборные шины напряжением 110 кВ	Сборные шины напряжением 10 кВ	Сборные шины напряжением 500 кВ
1	$I_{к3.max}$, кА	19,37	11,61	14,45

Для произведения выбора оборудования необходимо рассчитать ударный ток короткого замыкания. Расчет данного тока и сравнение с паспортными данными оборудования позволит оценить электродинамическую стойкость оборудования. Расчет производится по следующей формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{(3)} \quad (6.11)$$

Где: K_y - ударный коэффициент.

$$K_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,6$$

Где: $T_a = 0,02$ с / $0,01$ с (110 кВ/ 10 кВ) - время затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$i_{y.K1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1HH.MHH.}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 19,37 = 43,69 \text{ кА}$$

7 Выбор и проверки нового оборудования ГПП 500 кВ «Луч»

В процессе нового строительства, реконструкции или техническом перевооружении электроэнергетического объекта, в частности главной понизительной подстанции, выбор электротехнического оборудования проводят на соответствие расчетных характеристик паспортным.

Значение напряжения оборудования U_n , кВ, должна соответствовать напряжению сети U_c , кВ. В формульном выражении можно представить в виде:

$$U_c \leq U_n \quad (7.1)$$

Соотношение значений номинального тока I_n , А к максимальному рабочему току $I_{\text{макс.р}}$, А должно

$$I_{\text{макс.р}} \leq I_n \quad (7.2)$$

Применительно к высоковольтным выключателям соотношение значений номинального тока отключения короткого замыкания $I_{\text{откл.н}}$, кА к наибольшему току короткого замыкания I_k , кА должно быть следующим:

$$I_k \leq I_{\text{откл.н}} \quad (7.3)$$

Временной интервал τ , с, от возникновения аварийной ситуации вследствие короткого замыкания до начала механического разведения контактов коммутационного оборудования определяется из выражения:

$$\tau = t_{\text{рел.защ}} + t_{\text{соб.откл}} \quad (7.4)$$

Где: $t_{\text{соб.откл}}$ - время отключения коммутационного оборудования;

$t_{\text{рел.защ}}$ - время срабатывания релейной защиты, равное 0,4 с.

При условии, что известно значение τ , с, определение коэффициента апериодической слагающей короткозамкнутого тока β возможно.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания $i_{к.ап}$, кА, находится по выражению:

$$i_{к.ап}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{к.макс}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (7.5)$$

Величина несинусоидальной составляющей тока кз, $i_{нас.ап}$, кА, находится по выражению:

$$i_{нас.ап} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta / 100 \right) \cdot I_{откл.н} \quad (7.6)$$

При условии $i_{к.ап} > i_{нас.ап}$, характерно неравенство:

$$\sqrt{2} \cdot I_{к} + i_{нас.ап} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta / 100) \quad (7.7)$$

Вне зависимости от функционального предназначения все электротехнические элементы системы должны соответствовать условиям:

$$I_{к/макс} \leq I_{эд.ст} \quad (7.8)$$

$$i_y \leq i_{эд.ст} \quad (7.9)$$

Время полного отключения тока короткого замыкания определяется из выражения:

$$t_{п.откл.к} = t_{рел.защ} + t_{п.в.о} \quad (7.10)$$

Интеграл Джоуля B , кА²·с, при протекании тока короткого замыкания через токоведущие части оборудования, и допустимый интеграл Джоуля $B_{д.тепл}$, кА²·с, при токе термической стойкости I_t , кА, равны соответственно:

$$B = I_{к.макс}^{(3)2} \cdot t_{п.откл.к} + T_a \quad (7.11)$$

$$B_{д.тепл} = I_t^2 \cdot t_{п.откл.к} \quad (7.12)$$

$$B \leq B_{д.тепл} \quad (7.13)$$

7.1 Выбор и анализ высоковольтного оборудования подстанции 500/110/10 кВ "Луч"

В качестве примера использования описанной методики рассмотрим выбор элегазового выключателя $U=110$ кВ. Согласно методике произведена проверка оборудования на соответствие параметрам сети (таблица 7.1) [10].

Таблица 7.1 - Результаты проверки выключателей ВГТ-110 кВ

№ п/п	Переменная	Паспортные значения	Значение для сети
	1	2	3
1	$U_n, кВ / U_c, кВ$	110	110
2	$I_n, А / I_{макс.р}, А,$	2000	398
3	$I_{откл.н}, кА / I_k, кА,$	40	19,37
4	$i_{нас.ан}, кА, / i_{к.ан}, кА$	5,7	30
5	$\sqrt{2} \cdot I_k + i_{нас.ан} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot 1 + \beta / 100$	62	63
6	$B_{д.менл}, кА^2 \cdot с / B, кА^2 \cdot с$	712	255
7	$t_{соб.откл.}, с$	0,025	-
8	$\tau, с,$	0,425	-
9	$B, \%$	15	-
10	$t_{п.откл.к}, с,$	0,445	-
11	$I_t, кА$	40	-
12	$I_{эд.см}, кА / I_{макс.р}, кА$	40	15,43
13	$i_{эд.см}, / i_y, кА$	102	43,69

Используя аналогичный подход, произведем выбор необходимого высоковольтного электротехнического оборудования для проведения реконструкции главной понизительной подстанции 500 кВ «Луч».

Данные об основных электротехнических параметрах, наименования и типы выбранных аппаратов, принятых к установке на ПС 500 кВ «Луч», сведены в табл. 7.1 [11,12,13,14,15,16,17,18,19].

Таблица 7.1 – Основное электротехническое оборудование принятое к установке на ПС 500 кВ «Луч»

№	Оборудование	Тип	U _{ном.} , кВ	I _{ном.} , А	Ток эл.дин. ст-ти, кА	Ток терм. ст-ти, кА
1.	Разъединитель однополюсный полупантографный с двумя комплектами заземляющих ножей 500 кВ с электродвигательным приводом	РПГ.2-500.П-3150УХЛ1	500	3150	160	63
2.	Разъединитель однополюсный полупантографный с одним комплектом заземляющих ножей 500 кВ с электродвигательным приводом	РПГ.1-500.П-3150УХЛ1	500	3150	160	63
3.	Трансформатор тока на напряжение 500 кВ	AGU-525	500	2000	127	40
4.	Трансформатор напряжения на напряжение 500 кВ	VCU-525	500	-	-	-
5.	Ограничитель перенапряжения 500 кВ	ЗЕР2 420-3PG43-2NE1	420	-	-	-
5.	Элегазовый колонковый выключатель 110 кВ	ВГТ-110	126	3150	100	40
6.	Разъединитель однополюсный горизонтально – поворотный с одним заземляющим ножом 110 кВ с электродвигательным приводом	РПГ.1-ОП-110.П-2000 - 50УХЛ1	126	2000	100	40
7.	Разъединитель трехполюсный горизонтально – поворотный с двумя заземляющими ножами 110 кВ с электродвигательным приводом	РПГ.2-ОП-110.П-2000 - 50УХЛ1	126	2000	100	40
8.	Трансформатор тока на напряжение 110 кВ	AGU-123	126	2000	150	40
9.	Ограничитель перенапряжения 110 кВ	ЗЕР4 102-2РЕ31-1NE1	126	-	-	-
10.	Комплектное распределительное устройство КРУН 10 кВ	КРУ-СЭЩ-59	10	1000	80	31,5
11.	Разъединитель трехполюсный горизонтально- поворотный с ручным приводом с двумя заземляющими ножами 35 кВ	РГПЗ-СЭЩ-2-П-35/2000 УХЛ1	35	2000	80	31,5
12.	Ограничитель перенапряжений 10 кВ	ЗЕЛ2 016-3РС41-4N	10	-	-	-
13.	Токоограничивающий реактор 10 кВ	РТ 10-20	10	1000	-	-
14.	Трансформатор напряжения 10 кВ	НТМИ	10	-	-	-

8 Релейная защита и автоматика ГПП 500 кВ «Луч»

8.1 Состав и объем поставки ПТС РЗА

Предусматривается оснащение новыми (МП) устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА) следующих элементов ПС 500 кВ Луч:

- автотрансформатор 250 МВА 500/110/10 кВ;
- ошиновка автотрансформатора 500 кВ;
- ошиновка автотрансформатора 110 кВ;
- элегазовый выключатель 110 кВ;
- сборные шины 110 кВ;
- элементы КРУН 10 кВ.

Состав и объем поставки РЗА на ПС 500 кВ Луч приведены в табл. 8.1.

Таблица 8.1 Состав и объем поставки ПТС РЗА на ПС 500 кВ Луч

№ п/п	Наименование устройства (функций) РЗА	Ед. изм.	Кол.
1	Устройства РЗА АТ 500/110/10 кВ		
1.1	Основная защита АТ стороны ВН АТ-3 и ДЗО НН	шт.	1
1.2	Основная защита АТ стороны ВН АТ-3	шт.	1
1.3	Резервная защита АТ стороны ВН АТ-3	шт.	1
1.4	Резервная защита АТ стороны СН АТ-3	шт.	1
1.5	ДЗО ВН АТ-3	шт.	2
1.6	ДЗО СН АТ-3	шт.	1
1.7	Автоматика регулирования РПН Т (АРКТ)	шт.	1
2	РУ 110 кВ		
2.1	Автоматика управления, АПВ и УРОВ выключателя 110 кВ АТ-3	шт.	1
2.2	ДЗШ-110 кВ	шт.	1
3	Устройства РЗА 10 кВ		
3.1	Защита, автоматика выключателем ввода: МТЗ, УРОВ, ЛЗШ, АУВ	шт.	1
3.2	Защита, автоматика выключателем линии: МТЗ, ЗП, ТО, УРОВ, АУВ	шт.	2
3.3	Терминал трансформатора напряжения секции: ЗМН, КИ ТН	шт.	1
3.4	Защита от дуговых замыканий в КРУ	шт.	1

№ п/п	Наименование устройства (функций) РЗА	Ед. изм.	Кол.
4	Подстанционные устройства		
4.1	Шкафы оперативного тока (ШРОТ)	шт.	4
4.2	РАС	шт.	1
4.3	Панель управления выключателей 500 кВ АТ-3	шт.	1
4.4	Панель управления выключателей 110 кВ, 10 кВ АТ-3	шт.	1
4.5	Шкаф организации цепей напряжения 500 кВ	шт.	1
4.6	Шкаф организации цепей напряжения 10 кВ	шт.	1
4.7	Реле промежуточное РП16-1М 220В, 2/4	шт.	1
4.8	Реле промежуточное РП18-6М 220В, 2/4	шт.	4
4.9	Реле промежуточное РПУ-2-М21211620, 220В	шт.	4
4.10	Реле промежуточное R15-1014-23-1220, 220В	шт.	2
4.11	Лампа СКЛ-11-А-Ж-2-220	шт.	2
5	Шкафы наружной установки	шт.	9
6	Кабельная продукция и материалы		
6.1	Кабель контрольный 4х1,5	км.	5,0
6.2	Кабель контрольный 5х1,5	км.	8,7
6.3	Кабель контрольный 7х1,5	км.	5,0
6.4	Кабель контрольный 10х1,5	км.	3,0
6.5	Кабель контрольный 14х1,5	км.	2,0
6.6	Кабель контрольный 19х1,5	км.	2,0
6.7	Кабель контрольный 27х1,5	км.	3,0
6.8	Кабель контрольный 4х2,5	км.	4,5
6.9	Кабель контрольный 5х2,5	км.	8,0
6.10	Кабель контрольный 7х2,5	км.	4,0
6.11	Кабель контрольный 10х2,5	км.	2,5
6.12	Кабель контрольный 14х2,5	км.	1,0
6.13	Кабель контрольный 19х2,5	км.	0,2
6.14	Кабель контрольный 27х2,5	км.	0,2
6.15	Кабель контрольный 4х4	км.	0,2
6.16	Кабель контрольный 5х4	км.	2,1

6.17	Кабель контрольный 5x16	км.	0,150
6.18	Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 2x4	км.	1,5
6.19	Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 2x25	км.	0,015
6.20	Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3x10	км.	1,1
6.21	Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 5x2,5	км.	1,1
6.22	Кабель силовой 4x16	км.	0,45
6.23	Кабель силовой 4x4	км.	0,45
6.24	Провод для заземления 1x4	км.	1,0

8.2 Общие требования к микропроцессорным устройствам РЗА

На ПС 500 кВ Луч планируется использование микропроцессорных устройств РЗА, что позволяет обеспечить более высокое техническое совершенство устройств по сравнению с электромеханической элементной базой за счет того, что в программной защите возможна реализация новых способов и алгоритмов определения поврежденного элемента, а также, получения улучшенных характеристик измерительных органов. В терминале могут производиться измерения электрических величин, регистрация аналоговых и дискретных сигналов аварийных процессов, регистрация коммутаций выключателей, анализ функционирования устройств РЗА и др.

Несомненным достоинством микропроцессорных устройств являются низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения, что обуславливает снижение нагрузки на измерительные трансформаторы и повышение точности их работы.

Для обеспечения надежности и повышения помехоустойчивости цепи переменного тока и напряжения должны быть выполнены отдельными экранированными кабелями, проложенными, по возможности, разными трассами. Заземление экранов кабелей должно быть выполнено в соответствии с «Рекомендациями по обеспечению электромагнитной совместимости и

помехозащищенности микропроцессорной аппаратуры РЗА, АСУ, АСКУЭ, связи».

При конструировании микропроцессорной системы РЗА количество связей между терминалами, выполняемых контрольными кабелями, должно быть минимальным.

Микропроцессорные терминалы РЗА должны удовлетворять следующим техническим требованиям.

Общие требования к МП устройствам РЗА указаны в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Общие требования к МП устройствам РЗА

Функции, их характеристика	Требуемое значение параметра
1 Цепи переменного тока устройств:	
1.1 Номинальный ток, А	$I_n = 1,5$
1.2 Ток термической стойкости (длительно)	$2 \cdot I_n$
1.3 Ток односекундной стойкости	$40 \cdot I_n$
1.4 Рабочий диапазон	$0,1 - 40 \cdot I_n$
1.5 Потребление на фазу при I_n , ВА	не более 0,5
4.6 Нормальное функционирование терминалов не должно нарушаться при исчезновении или снижении напряжения ниже установленного предела при соответствующей организации системы постоянного оперативного тока на ПС на время (см раздел СОПТ), с	до 0,05
4.7 Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения устройства	да
5 Бинарные входы терминалов:	
5.1. Постоянное номинальное напряжение каждого	$U_{вх.н} = 220$
5.2 Рабочий диапазон напряжений каждого входа	$0,8 - 1,1 \cdot U_{вх.н}$
5.3 Напряжение срабатывания дискретного входа, В	158÷170
5.4 Продолжительность задержки срабатывания дискретного входа, мс	5÷20
5.5 Напряжение возврата дискретного входа в исходное положение, В	132÷154

Терминалы должны иметь программируемую логику как между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав МП устройств, так и между этими функциями и внешними устройствами

защиты, управления и контроля. Кроме этого должны иметься свободные логические элементы, позволяющие выполнять дополнительные логические схемы и адаптировать логику к особенностям местных условий.

Терминалы должны удовлетворять требованиям ГОСТ на электрическую аппаратуру напряжением до 1000В, РД 31.35.310-97, нормам и правилам МЭК по обеспечению электромагнитной совместимости, а также выдерживать испытания в соответствии с ГОСТ 51317.6.5-2006.

Терминалы должны иметь возможность синхронизации от внешнего источника времени.

В терминалах должны быть предусмотрены аппаратно-программный контроль и диагностика.

Терминалы должны иметь порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУТП подстанции и, желательно, взаимодействие между терминалами.

Терминалы должны иметь местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности. Терминалы должны обеспечивать определение и отображение электрических параметров объекта, регистрацию событий, цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти, сигнализацию о состоянии и функционировании с ручным съемом сигнализации о неисправности терминалов [21,22].

Всем указанным требованиям соответствуют терминалы микропроцессорная релейной защиты типа СИРИУС, которые принимаем к установке на ГПП 500 кВ «Луч».

9 АИИС КУЭ ГПП 500 кВ «Луч»

9.1 Назначение АИИС КУЭ

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Луч предназначена для измерения количества электрической энергии, позволяющая определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии. АИИС КУЭ подстанции является составной частью АИИС КУЭ ПАО «ФСК ЕЭС» (ЕНЭС) и модернизируется с обязательным учетом системных и программно-технических решений, реализованных на ПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Нижегородского ПМЭС по целевой Программе создания АИИС КУЭ ЕНЭС.

9.2 Организация учета электроэнергии

При расширении АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч необходимо учесть существующие на ПС технические решения по АИИС КУЭ и максимально использовать оборудование, установленное на подстанции до реконструкции системы.

При расширении АИИС КУЭ на ПС 500 кВ Луч должны быть поставлены дополнительные счетчики электроэнергии в количестве 3 штук. При этом в процессе выполнения работ должен быть сохранен автоматический сбор данных измерения количества электроэнергии по всем присоединениям подстанции и передача измеренных данных на верхние уровни управления ПАО «ФСК ЕЭС».

9.3 Характеристика объекта автоматизации

На сторонах ВН, СН и НН вновь устанавливаемого автотрансформатора АТ 500/110 кВ должны быть установлены микропроцессорные счетчики электрической энергии, а также организован учет электроэнергии на новой секции 10кВ. Количество и класс точности счетчиков указаны в таблице 9.1.

Таблица 9.1 Характеристика вновь вводимых информационно-измерительных комплексов точек учета электроэнергии АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч

№ п.п.	Наименование присоединения	Электросчетчик				Трансформатор напряжения			Трансформатор тока		
		Вид учета (КУ/ТУ)	Класс точности	Кол-во направления учета	Межповоротный интервал, лет	Класс точности	Фазы	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы	Коэффициент трансформации
1	АТ-3 сторона 500 кВ	ТУ	0,2S	4	12	0,2	3	(500/√3); (0,1/√3)	0,2S	3	1000/1
2	АТ-3 сторона 110 кВ	ТУ	0,2S	4	12	0,5	3	(110/√3); (0,1/√3)	0,2S	3	1500/1
3	Ввод АТ-3 10кВ	ТУ	0,5S	4	12	0,5	3	(11/√3); (0,100/√3)	0,5S	3	400/5

Для обеспечения совместимости вновь устанавливаемого оборудования АИИС КУЭ с уже существующей системой учета необходимо предусмотреть установку электросчетчиков, аналогичных установленным на подстанции.

Перечень оборудования, необходимый для расширения АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч приведен в таблице 9.2.

Таблица 9.2 Перечень оборудования, необходимый для расширения АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч

№	Наименование оборудования	Класс точности	Ед. изм.	Кол-во
1	Счетчики микропроцессорные, со встроенным ист. питания от сети ~220 В и 2-я цифровыми интерфейсами	0,2S	шт.	2
2	Счетчики микропроцессорные со встроенным ист. питания от сети ~220 В и 2-я цифровыми интерфейсами	0,5S	шт.	1
3	Шкаф АВР		шт.	1
4	Шкаф коммутационный		шт.	2
5	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	6
6	Коробка испытательная		шт.	3
7	Блок питания для счетчиков		шт.	3
8	ЗИП			-
9	Кабель контрольный 5x16 мм		км.	0.54
10	Кабель контрольный 5x2.5 мм		км.	0.88
11	Кабель контрольный 4x4 мм		км.	0.5
12	Кабель контрольный 5x2.5 мм		км.	0.02
13	Кабель контрольный 2x2x0.6 мм		км.	0.84
14	Кабель оптический		км.	0,5

10 Система сбора и передачи информации ГПП 500 кВ «Луч»

10.1 Общие сведения

ССПИ ПС 500 кВ Луч предназначена для обеспечения информационных функций (наблюдения, контроля, сигнализации) подстанции путем сбора, обработки и передачи в ДЦ Нижегородского РДУ (ОДУ Средней Волги) и ЦУС Нижегородского ПМЭС (МЭС Волги) оперативно-технологической информации в объеме, определяемом задачами АО «СО ЕЭС» по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы и задачами ПАО «ФСК ЕЭС» по управлению процессами функционирования, эксплуатации и развития электрических сетей.

Предусматривается создание ССПИ ПС 500 кВ Луч в 2 этапа.

На I этапе реконструкции ПС 500 кВ Луч осуществляется создание верхнего и среднего уровней ССПИ, создание нижнего уровня ССПИ предусматривается только в части сбора информации от предусмотренного первым этапом силового оборудования и смежных систем. При этом информация о состоянии устройств и систем, не затронутых I этапом реконструкции, не подлежит изменениям и будет передаваться посредством интеграции в ССПИ существующей на ПС системы телемеханики ТМ-512. Также предусматривается замена контроллера УТК-1, применяемого для передачи данных в АРЧМ ЦДУ, на контроллер телемеханики, отвечающий современным требованиям. В ВКР предусматривается демонтаж резервных панелей под установку проектируемых шкафов (ВЩУ – 3 шт., ГЩУ – 1 шт.)

Целями создания ССПИ ПС 500 кВ Луч являются:

– повышение эффективности диспетчеризации оперативно-технологических процессов с целью приведения в соответствие с требованиями балансирующего рынка;

- повышение информационной оснащенности эксплуатационного персонала в процессе ведения нормального режима, а также при возникновении и анализе аварийных событий;

- повышение надежности и безаварийности работы основного и вспомогательного оборудования;

- повышение точности измерений тока, напряжения, частоты и мощности с привязкой к единому астрономическому времени;

- повышение качества энергоснабжения потребителя;

- получение информации о положении коммутационного оборудования;

- повышение качества информационного обмена с вышестоящими уровнями управления режимами работы и эксплуатации электрических сетей – ДЦ Нижегородского РДУ (ОДУ Средней Волги) и ЦУС Нижегородского ПМЭС (МЭС Волги);

- сокращение числа аварийных ситуаций в результате ошибочных действий персонала. ССПИ ПС 500 кВ Луч предназначена для выполнения следующих функций:

- сбора и передачи информации о состоянии оборудования ССПИ ПС 500 кВ Луч необходимых для анализа и оценки работы технологического оборудования, средств автоматизации и действий персонала, в том числе:

- регистрация технологических событий нормального режима;

- регистрация аварийных ситуаций и запись аварийных процессов;

- обеспечения системной интеграции с подсистемами и средствами автоматического контроля, управления и защиты (РЗА, ПА, ПКЭ и др.);

- сбора информации о протекании аварийных процессов

- (осциллографирование, определение места повреждения, составление ведомости отключений и т.п.);

- диагностика работы технических средств и программного обеспечения (ПО) системы с ведением «журнала событий»;

- осуществления мониторинга эксплуатационных параметров и диагностики состояния основного технологического оборудования;
- хранение результатов измерений, состояний объектов;
- накопление собранной информации в архиве и формирование отчетов;
- дополнительная обработка собранной информации.

10.2 Характеристика объекта автоматизации

Характеристика объекта автоматизации приведена в таблице 10.1.

Таблица 10.1 Характеристика объекта автоматизации

Показатель	Значение / Заданные характеристики
Номинальные напряжения	500/220/110/10 кВ
Существующее конструктивное	РУ 500 кВ - ОРУ
исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ 220 кВ - ОРУ
	РУ 110кВ - ОРУ
	РУ 10кВ - КРУН
Тип схемы каждого РУ (существующий)	ОРУ-500 кВ выполнено по схеме «Трансформаторы-шин с присоединением линий через два выключателя»
	ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «Две рабочие системы шин с обходной»
	ОРУ ПО кВ выполнено по схеме «Две рабочие системы шин с обходной с совмещенными ШСВ и ОБ»
Количество линий, подключенных к подстанции, по каждому РУ	ОРУ-500 кВ - 2 линии
	ОРУ-220 кВ - 6 линий
	ОРУ-110кВ - 5 линий
Количество резервных ячеек по каждому РУ	ОРУ-500 кВ - резервные ячейки отсутствуют
	ОРУ-220 кВ - резервные ячейки отсутствуют
	ОРУ-110 кВ - 2 резервные ячейки
Количество и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов	АТ-1 ЗхАОДЦТН-167000/500/220/10 АТ-2 ЗхАОДЦТН-167000/500/220/10
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Отсутствуют
Система собственных нужд	1. Источники питания ТСН на стороне 10 кВ: ТСН-3 (ТМ-630/10/0,4) - АТ-2 ТСН-4 (ТМ-630/6/0,4) - ВЛ-6кВ № 621 ТСН-5 (ТМ-630/10/0,4) - АТ-1 ТСН-6 (ТМ-1000/10/0,4) -АТ-2 ТСН-7 (ТМ-1000/10/0,4) - АТ-1 ТСН-9 (ТМ-630/10/0,4) -АТ-1 ТСН-10 (ТМ-400/10/0,4) - АТ-2 2. Схема на стороне 0,4 кВ: децентрализованная (два ЩСН 0,4 кВ - в ВЩУ и ГЩУ)

10.3 Состав контролируемого электротехнического оборудования ПС

Состав контролируемого электротехнического оборудования ПС 500 кВ Луч определен в соответствии с главной схемой соединений и приводится в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Состав контролируемого электротехнического оборудования ПС 500 кВ Луч

№ п/п	Наименование оборудование	Тип	Ед.	Кол-во	Вид автом.	Прим.
ОРУ-500 кВ						
1.1	Выключатель элегазовый	1п	шт.	6	Контроль	
1.2	Разъединитель однополюсный с двумя заземляющими ножами	1п	шт.	6	Контроль	
1.3	Разъединитель однополюсный с одним заземляющим ножом	1п	шт.	6	Контроль	
1.4	Трансформатор тока	1п	шт.	6	Контроль	
ОРУ-110 кВ						
2.1	Выключатель элегазовый	3п	шт.	1	Контроль	
2.2	Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами	3п	шт.	3	Контроль	
2.3	Разъединитель однополюсный с одним заземляющим ножом	1п	шт.	3	Контроль	
2.4	Трансформатор тока	1п	шт.	3	Контроль	
Автотрансформатор АТ-3						
3.1	Автотрансформатор 500/110/10 кВ 250 МВА	3п	шт.	1	Контроль	
3.2	РПН автотрансформатора		шт.	1	Контроль	
3.3	Трансформатор тока (ВН)	1п	шт.	3	Контроль	
3.3	Трансформатор тока (СН)	1п	шт.	3	Контроль	
3.4	Трансформатор тока (НН)	1п	шт.	3	Контроль	
3.5	Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами	3п	шт.	1	Контроль	
КРУН 10 АТ-3						
4.1	Выключатель	3п	шт.	3	Контроль	
4.2	Заземляющий нож	3п	шт.	4	Контроль	
4.3	Положение элемента КРУ		шт.	4	Контроль	
4.4	Трансформатор тока	1п	шт.	9	Контроль	
4.5	Трансформатор напряжения	3п	шт.	1	Контроль	

Смежные системы

К смежным системам ПС 500 кВ Луч относятся:

- устройства релейной защита и автоматики (РЗА);
- устройства противоаварийной автоматики (ПА);
- регистраторы аварийных сигналов и событий;
- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- система диагностики и мониторинга трансформаторного оборудования.

Смежные системы должны выполнять свои основные функции практически независимо от состояния других средств автоматизации на подстанции и должны находиться в информационном взаимодействии с ССПИ для контроля их работы.

10.4 Режимы функционирования системы

Системой ССПИ ПС 500 кВ Луч предусмотрены решение задач контроля подстанции в нормальном и аварийном режимах.

В нормальном режиме предусматривается автономное круглосуточное функционирование системы в автоматическом режиме (постоянный сбор данных, обработка информации, передача данных посредством каналообразующей аппаратуры на вышестоящий уровень).

Под аварийными режимами понимается режимы, сопровождающиеся работой устройств защиты с принудительным изменением конфигурации электрической схемы аварийного участка с последующим ее восстановлением или без таковой [23,24,25].

Эксплуатацию подстанции осуществляется с присутствием постоянного обслуживающего персонала на объекте.

Для обеспечения оперативного персонала полной достоверной информацией предусматривается организация рабочего места дежурного

подстанции, комплектуемого всем необходимым оборудованием для длительного слежения за работой ПС.

10.5 Функции ССПИ

Система ССПИ ПС 500 кВ Луч строится как единая, интегрированная, распределенная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

При выборе программно-технических средств ССПИ должна также учитываться возможность дальнейшего развития ПС с точки зрения обеспечения достаточной масштабируемости системы, а также поддержки перспективных протоколов обмена данными в т.ч. МЭК 61850, DNP3, МЭК 60870-5-104.

Решение основных задач должно выполняться в рамках стандартного программного обеспечения, поставляемого в составе специализированного ПТК, на основе которого создается ССПИ данной подстанции.

Все компоненты (технические и программные) ССПИ, интегрируемых и смежных систем должны быть внесены в государственный реестр и сертифицированы в ПАО «ФСК ЕЭС».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной ВКР осуществлен анализ существующей, действующей главной понизительной подстанции 500 кВ "Луч", расположенной в г. Нижний Новгород, п. Большое Козино.

Рассмотрены общие характеристики ГПП 500 кВ «Луч», предложены основные технические решения, описаны конструктивные решения вновь возводимых сооружений, в том числе произведен расчет параметров нового маслоприемник трансформатора АДЦТН 250000/500/110/10.

Осуществлен математический расчет по выбору мощности трансформатора реконструируемой ГПП 500 кВ «Луч», произведены расчеты токов короткого замыкания, выбор и проверка нового оборудования, релейной защиты и автоматики, АИИС КУЭ, системы сбора и передачи информации подстанции.

Все технические решения, принятые на подстанции 500 кВ «Луч» соответствуют действующим РД и внутренним стандартам ПАО «ФСК». Поставщики выбранного силового электротехнического оборудования имеют аккредитацию в ПАО «ФСК».

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. Издание 7. [Электронный ресурс], URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 31.12.2017 г.).
2. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.
3. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. М. : Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2012.
4. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.
5. Кислов А.П. Схемы электроснабжения дуговых сталеплавильных печей: Вестник ПГУ. – 2012.
6. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустаново. Справочник СПб.: Политехника, 2015.
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. СПб.: Петербург, 2014.
8. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: Учеб. пособие по выполн. курсового и дипломн. проектир. – Тольятти : ТГУ, 2007. – 2007.
9. Номенклатурный каталог «Тольяттинский Трансформатор»: каталог / разработчик и изготовитель Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2016.
10. Завод электротехнического оборудования. Газонаполненное оборудование. ВГТ-110 (У1, УХЛ1*) Выключатель элегазовый колонковый [Электронный ресурс]. URL: http://zeto.ru/products_and

- [services/high_voltage_equipment/elegazovye-olonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110](#)
(дата обращения 19.12.2017 г.).
11. Завод электротехнического оборудования. [Электронный ресурс].
URL: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv (дата обращения 19.12.2017 г.).
12. УЭТМ. Трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ®- [Электронный ресурс],
URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produksii/item/trguetm110> (дата обращения 19.12.2017 г.).
13. Трансформаторы напряжения НДЕ-110 емкостные трех- и четырехобмоточные на напряжение 110-750 кВ для открытых стационарных установок [Электронный ресурс], URL: http://www.elektrozavod.ru/production/3_2 (дата обращения 20.12.2017 г.).
14. HD4. Инструкция по установке и эксплуатации [Электронный ресурс]
URL: <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VCD601246&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch>. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 31.12.2017 г.).
15. Опорные трансформаторы тока ТОЛ-35 III-II, ТОЛ-35 III-III, ТОЛ-35 III-V [Электронный ресурс] URL: http://www.cztt.ru/tol_35.html. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 31.12.2017 г.).
- 16 ТJP7.1ABB [Электронный ресурс] URL: <http://forca.ru/spravka/tt-i-tn/tjp-7.1-abb.html> (дата обращения 31.12.2017 г.).
17. Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс] : сайт Силовые трансформаторы / URL: <http://silovoytransformator.ru/110kv/tdnm-63000-100000-u1.htm> (дата обращения: 28.10.2017 г.).
18. Трансформаторное оборудование. [Электронный ресурс] : сайт «Тольяттинский Трансформатор» / URL: <http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/> (дата обращения: 28.10.2017 г.).

19. Условное обозначение трансформаторов [Электронный ресурс] : сайт «Тольяттинский Трансформатор» / URL: http://www.transformator.com.ru/ttdoc/symbol_transformers.php (дата обращения: 28.10.2017 г.).

20. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Электронный ресурс] / URL: <http://library.nuft.edu.ua/ebook/file/rojkoval.pdf>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 19.12.2017 г.).

21. Selim Koroglu. A case study on fault detection in power transformers using dissolved gas analysis and electrical test methods. [Электронный ресурс] URL: http://journal.esrgroups.org/jes/papers/12_3_1.pdf (дата обращения: 05.01.2018 г.).

22. Fan Yang, Yongan Wang, Manling Dong, Xiaokuo Kou, Degui Yao, Xing Li, Bing Gao, Irfan Ullah. A cycle voltage measurement method and application in grounding grids fault location. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1929> (дата обращения 15.02.2018 г.).

23. Li Zhang, Wenfang Zhang, Jinxin Liu, Tong Zhao, Liang Zou, Xinghua Wang. A New Prediction Model for Transformer Winding Hotspot Temperature Fluctuation Based on Fuzzy Information Granulation and an Optimized Wavelet Neural Network [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/1998/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).

24. Carlos Javier R., Agustin Santisteban, Felix Ortiz, Cristian Olmo, Alfredo Ortiz. Evaluation of the optimal Connection of power transformers in the substations of a hospital. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/419> (дата обращения 05.01.2018 г.).

25. Chen Wang, Jie Wu, Jianzhou Wang, Weigang Zhao. Reliability Analysis and Overload Capability Assessment of Oil-Immersed Power Transformers [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/1/43/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).