

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ПС 110/35/6 кВ «Бурейская»

Обучающийся

В.Ю. Самсонов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2023

Аннотация

В бакалаврской работе были решены вопросы реконструкции электрической части подстанции с высшим напряжением 110 кВ «Бурейская».

Приведено краткое описание подстанции, места её размещения, перечислены линии связи с энергосистемой и намечен план по замене устаревшего электрооборудования подстанции.

Выполнен выбор конструктивных решений и электрооборудования, устанавливаемого в ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и закрытом распределительном устройстве напряжением 6 кВ. Все электрические аппараты были выбраны по номинальному напряжению и номинальному току, проверены на отключающую способность, устойчивость к термическому действию тока короткого замыкания и динамическим усилиям.

Произведены выбор и проверка жесткой ошиновки в сети 6 кВ и кабельных линий напряжением 35 кВ, кабели проверены по термической стойкости и на не возгорание согласно циркуляра № Ц-02-98 (Э).

Для электрического освещения подстанции выбраны современные светильники со светодиодными матрицами мощностью по 400 Вт каждый, которые устанавливаются на прожекторных мачтах.

Рассмотрены вопросы организации заземления и молниезащиты подстанции, для молниезащиты выбрано 6 одиночных стержневых молниеотводов различной высоты.

Определён состав шкафов релейной защиты, комплектов и применяемых терминалов, для защиты подстанционного оборудования и отходящих линий.

Бакалаврская работа состоит из записки объемом 55 страниц печатного текста и графической части, выполненной на листах формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Выбор конструктивных решений и электрооборудования в открытых распределительных устройствах 110, 35 кВ.....	9
1.1 Выбор и проверка силового оборудования	13
1.2 Проверка высоковольтных выключателей	14
1.3 Проверка трансформаторов тока.....	16
1.4 Проверка трансформаторов напряжения.....	19
1.5 Проверка разъединителей	20
1.6 Выбор ограничителей перенапряжений 110,35 кВ и 6 кВ на примере ОПН 35 кВ.....	21
1.7 Расчет количества изоляторов в гирлянде 110, 35 кВ.....	22
2 Выбор и проверка проводников	25
2.1 Выбор жёсткой ошиновки в сети 6 кВ.....	25
2.1.1 Выбор сечения шины	25
2.1.2 Проверка шины на термическую стойкость	26
2.1.3 Проверка шины на динамическую стойкость (механический расчёт)	26
2.2 Выбор и проверка кабелей 35 кВ.....	28
2.2.1 Проверка кабелей 35 кВ по номинальному току.....	28
2.2.2 Проверка кабелей 35 кВ по термической стойкости	28
2.2.3 Проверка кабелей 35 кВ на не возгорание	29
3 Электрическое освещение подстанции.....	30
4 Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите.....	32
5 Реконструкция системы релейной защиты и автоматики подстанции	36
5.1 Релейная защита и автоматика линий 110 кВ	36
5.2 Релейная защита и автоматика секционного выключателя 110 кВ.....	38
5.3 Релейная защита и автоматика ошиновки 110 кВ	39
5.4 Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов.....	40

5.5 Организация цепей напряжения 110 кВ и 35 кВ.....	41
5.6 Релейная защита и автоматика СВ-35 кВ	42
5.7 Релейная защита и автоматика ВЛ 35 кВ	43
5.8 Релейная защита и автоматика ВВ-6 кВ	44
5.9 Релейная защита и автоматика СВ-6 кВ	45
5.10 Релейная защита и автоматика отходящих линий 6 кВ	45
5.11 Автоматика трансформатора напряжения 6 кВ	46
5.12 Защита от дуговых замыканий ячеек 6 кВ	46
5.13 Управление и сигнализация	47
5.14 Решения по оперативной блокировке подстанции	47
5.15 Система сбора и передачи информации с терминалов РЗА	49
Заключение	51
Список используемой литературы	54

Введение

Подстанция 110 кВ «Бурейская» располагается в рабочем поселке Новобурейский, который является посёлком городского типа в Амурской области России, административным центром Бурейского района и муниципального образования.

На рисунке 1 показано расположение подстанции 110 кВ «Бурейская» на карте города.

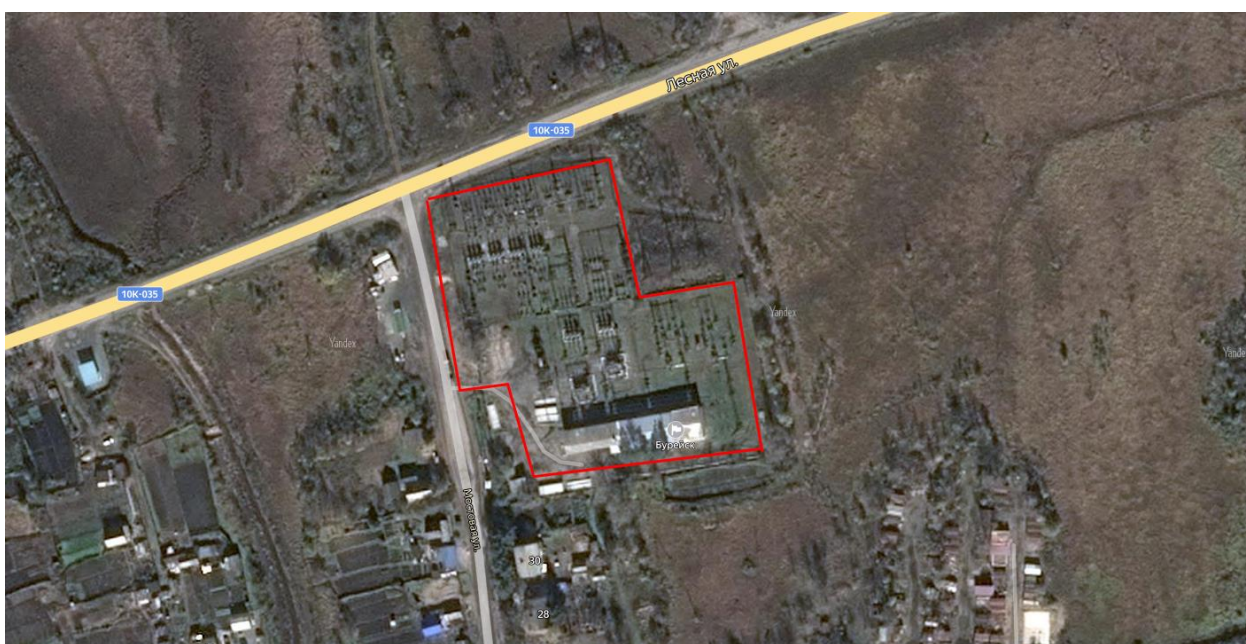


Рисунок 1 - Расположение подстанции 110 кВ «Бурейская» на карте города

Подстанция 110 кВ «Бурейская» является проходной, присоединение к энергосистеме осуществляется линиями ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС - Бурейск №1,2, ВЛ 110 кВ Бурейск - Буряя/г.

Проектная мощность объекта капитального строительства электросетевого хозяйства характеризуется мощностью силовых трансформаторов подстанции 110 кВ «Бурейская». По существующей схеме мощность силовых трансформаторов подстанции составляет 16 МВА (Т-1, Т-2).

При выполнении бакалаврской работы использовались следующие исходные данные:

- схема электрическая ПС 110 кВ «Бурейская»;
- схема нормального режима ПС 110 кВ «Бурейская»;
- уровни токов КЗ на шинах 110 кВ ПС «Бурейская» и прилегающей сети в максимальном и минимальном режимах работы ЭЭС;
- данные по нагрузкам присоединений ПС 110 кВ «Бурейская» СП ВЭС 2021 год - лето;
- данные по нагрузкам присоединений ПС 110 кВ «Бурейская» СП ВЭС 2021 год - зима;
- схема компоновки оборудования ПС 110 кВ «Бурейская»;
- план заземления и молниезащиты ПС 110 кВ «Бурейская»;
- схема ЩСН ПС 110 кВ «Бурейская»;
- схема ЩПТ ПС 110 кВ «Бурейская»;
- принципиальные схемы РЗА по стороне 110 кВ;
- принципиальные схемы РЗА по стороне 35 кВ;
- принципиальные схемы РЗА по стороне 6 кВ;
- технический паспорт ТМ ПС 110 кВ «Бурейская».

При проведении реконструкции планируется выполнение ряда мероприятий.

В части первичных соединений:

- замена выключателей 110 кВ;
- замена разъединителей 110 кВ;
- замена трансформаторов напряжения 110 кВ;
- замена ошиновки ОРУ 110 кВ;
- замена выключателей 35 кВ;
- замена разъединителей 35 кВ;
- замена трансформаторов напряжения 35 кВ;
- замена ошиновки ОРУ 35 кВ;

- замена шкафа управления оперативным током;
- замена щита собственных нужд;
- реконструкция шинного моста 6 кВ силовых трансформаторов Т-1, Т-2;
- установка ячеек 6-кВ в существующее здание ЗРУ-6 кВ;
- прокладка кабелей 6 кВ от ячеек до первых опор КВЛ 6 кВ.

В части конструктивно-строительных решений:

- установка новых решетчатых ячейковых линейных порталов 110 и 35 кВ;
- устройство лежневых поверхностных фундаментов под оборудование (выключатели, разъединители, опорные изоляторы и т.д.);
- монтаж новых поверхностных железобетонных кабельных лотков по серии 4.407-268;
- установка рам под шкафы;
- установка маслосборника, устройство маслоприемников трансформаторов;
- установка нового ж/б ограждения подстанции;
- работы по ремонту существующего здания ЗРУ/ОПУ.

В части релейной защиты и автоматики:

- установка шкафов защит линий 110 кВ (всего 4 шт.). Каждый шкаф (тип ШЭ 2607 011021) ступенчатых защит линий и автоматики управления выключателем (ШЭ 2607 011021) в шкафу установлены два комплекта: Комплект А01 – ступенчатые защиты линии и АУВ; комплект А02 – ступенчатые защиты линии с возможностью телеускорения;
- установка шкафов защит и автоматики СВ-110 кВ (ШЭ2607 015);
- установка шкафов защит ДЗО-110 кВ 1,2 с.ш. (ШЭ2607 051051);
- установка шкафа организации ТН-35 кВ, ТН-110кВ (ШЭРА-ТН110-

ТН35-4004);

- установка двух шкафов защит и автоматики силовых трансформаторов;
- установка шкафа защит и автоматики СВ - 35 кВ и линий 35 кВ (ШЭРА–СВ-МЛ–4003);
- установка шкафа центральной сигнализации ШЭРА-ЦС-2002;
- установка шкафа оперативной блокировки (ШЭРА–ОБ–3001);
- установка шкафа информационно-технологического оборудования для системы РЗА (ШЭ2607 007).

Кроме того, комплектно с ячейками 6 кВ комплектно поставляется следующее оборудование РЗА:

- микропроцессорный терминал защиты и автоматики ввода 6 кВ, «Сириус-2-В» (в релейном отсеке ячеек ввода силовых трансформаторов);
- микропроцессорный терминал защиты и автоматики СВ-6 кВ, «Сириус-21-С» (в релейном отсеке ячейки СВ-6 кВ);
- микропроцессорный терминал защиты и автоматики отходящего присоединения 6 кВ, «Сириус-21-Л» (в релейном отсеке ячеек отходящих присоединений);
- микропроцессорный терминал автоматики ТН-6 кВ, «Сириус-ТН» (в релейном отсеке ячеек ТН-6 кВ);
- шкафы дуговой защиты по одному на каждую секцию шин, на базе устройства «ОВОД-Л».

В части телемеханики:

- полная замена оборудования телемеханики в части ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ;
- замена шкафа телемеханики в ОПУ2, установка нового шкафа в комнате связи.

Целью ВКР является повышение надежности передачи электрической энергии потребителям, подключенным к ПС «Бурейская».

1 Выбор конструктивных решений и электрооборудования в открытых распределительных устройствах 110, 35 кВ

Оборудование ОРУ-110 кВ устанавливается на металлоконструкции производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки. Габаритные и присоединительные размеры оборудования определяются после согласования заводов-изготовителей. В части ОРУ-110 кВ и силовых трансформаторов выполняется установка оборудования следующих производителей:

- выключатель баковый элегазовый типа ВТБ-110Ш-40/2000 УХЛ1 с пружинным приводом ППрМ (производитель ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки);
- трансформаторы тока встроенные типа ТВ-110 (производитель ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки);
- разъединители напряжением 110 кВ типа РГНП-110 УХЛ1 (с ручными приводами) производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки;
- емкостные трансформаторы напряжения 110 кВ НДКМ-110 УХЛ1 производства ОАО «РЭТЗ Энергия»;
- ограничители перенапряжений 110 кВ с полимерной изоляцией типа ОПН-110/88-10/650(II)4-УХЛ1 производства ЗАО «ФЕНИКС-88», г. Новосибирск.

Установка проектируемого оборудования 35 кВ предусматривается на основе блочной комплектной трансформаторной подстанции производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки. В части ОРУ-35 кВ выполняется установка оборудования следующих производителей, согласованных в основных технических решениях:

- а) блок 35 кВ отходящей линии (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки) со следующим оборудованием:
 - 1) выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-УЭТМ (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);

- 2) трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
 - 3) разъединители РГП-2-35/1000 УХЛ1 и РГП-1а-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПРГ-5 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки;
- б) блок 35 кВ секционного выключателя (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки) со следующим оборудованием [20]:
- 1) выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-УЭТМ (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
 - 2) трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
 - 3) разъединители РГП-2-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПРГ- 5 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки;
- в) блок 35 кВ вводной ячейки (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки) со следующим оборудованием:
- 1) выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-УЭТМ (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
 - 2) трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
 - 3) разъединители РГП-2-35/1000 УХЛ1 и РГП-1а-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПРГ-5 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки;
 - 4) «ограничители перенапряжения 35 кВ ОПН-35/40,5-10/650 (II) УХЛ1 с фарфоровой изоляцией производства ЗАО «ФЕНИКС-88» г. Новосибирск» [7];
- г) блок 35 кВ трансформатора напряжения (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки) со следующим оборудованием:

- 1) антирезонансные герметичные трансформаторы напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1 ОАО «Раменский электротехнический завод Энергия» г. Раменское;
 - 2) «ограничители перенапряжения 35 кВ ОПН-35/40,5-10/650 (II) УХЛ1 с фарфоровой изоляцией производства ЗАО «ФЕНИКС-88» г. Новосибирск;
 - 3) разъединители РГП-2-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПРГ- 5 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки;
 - 4) предохранитель 35 кВ ПКН-001-35 У1 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара.
- д) ограничители перенапряжения 6 кВ ОПН-6/7,2-10/650(II) УХЛ1 с фарфоровой изоляцией производства ЗАО «ФЕНИКС-88» г. Новосибирск» [7].

Гибкая ошиновка и спуски к оборудованию 35 кВ выполняются проводом АС-120/19. Замене подлежит вся ошиновка ОРУ-35 кВ, включая изоляторы 35 кВ. Для ухода от пересечений неизолированной ошиновки 35 кВ с ошиновкой 6 кВ исполнение ошиновки 35 кВ от силовых трансформаторов Т-1, Т-2 до трансформаторного разъединителя РТ35Т1, РТ35Т2 выполняется кабелем 35 кВ типа АПвВнг(А)-LS 1×150/35, проложенным в наземных железобетонных лотках. На 1 и 2 секции шин ОРУ 35 кВ применена жесткая ошиновка, что позволило добиться более компактного расположения оборудования. Гибкая ошиновка и спуски к оборудованию 110 кВ выполняются проводом АС-120/19. Замене подлежит вся ошиновка ОРУ-110 кВ, включая изоляторы 110 кВ. На 1 и 2 секции шин ОРУ 110 кВ применена жесткая ошиновка, что позволило добиться более компактного расположения оборудования [21].

В распределительном устройстве 6 кВ применены ячейки К 129 с выкатными элементами производства Мосэлектрощит. Выключатели 6 кВ

применены с электромагнитными приводами типа ВВ/TEL производства ЗАО «ГК «Таврида Электрик».

Силовые и контрольные кабели от проектируемого оборудования прокладываются по проектируемым ж/б поверхностным кабельным каналам.

Переустройству подлежит шинный мост 6 кВ от силового трансформатора Т-2, Т-1 до ЗРУ-6 кВ. Шинный мост от силовых трансформаторов до ЗРУ-6 кВ выполняется алюминиевой шиной AL-100×8.

Проектом предусматривается реконструкция контура заземления подстанции в пределах устанавливаемого оборудования. Демонтажу подлежат вертикальные и горизонтальные заземлители на ОРУ-110, 35 кВ. «Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование должно быть надежно заземлено в соответствии с требованиями ПУЭ. Вновь устанавливаемое оборудование необходимо присоединить к контуру заземления стальной полосой сечением 5×40 мм. Проектируемое ЗУ выполнено с соблюдением требований ПУЭ в части конструктивного исполнения, требований электробезопасности и требований электромагнитной совместимости для микропроцессорной аппаратуры РЗА и контрольных кабелей.

Защита от перенапряжения выполняется ограничителями перенапряжения. Количество и места их установки приведены на главной электрической схеме.

Молниезащита на подстанции организована молниеприемниками, установленными на прожекторных мачтах ОРУ 110, 35 кВ» [4].

Силовые и контрольные кабели от проектируемого оборудования прокладываются по проектируемым ж/б поверхностным кабельным каналам.

В связи с тем, что расположение проектируемых ячеек 6 кВ смещается относительно существующих, то проектом предусматривается перезаводка кабельных линий 6 кВ до первых опор 6 кВ.

1.1 Выбор и проверка силового оборудования

«В соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» технические характеристики оборудования должны удовлетворять условиям выбора [1]:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}. \quad (1)$$

- по номинальному току» [11]:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч}; \quad (2)$$

$$I_{ном.расч} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}}, \quad (3)$$

где « $I_{ном.расч}$ – номинальный расчётный ток, кА;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА» [11].

- «по отключающей способности» [11]:

$$I_{откл.} \geq I_{но}. \quad (4)$$

- «по току динамической стойкости» [11]:

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (5)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{но}, \quad (6)$$

где « $i_{уд}$ – ударный ток, кА;

$k_{уд}$ – ударный коэффициент» [11].

– «по току термической стойкости» [11]:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (7)$$

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot t_{откл}, \quad (8)$$

где « B_k – тепловой импульс тока КЗ, $кА^2 \cdot с$;

$t_{откл}$ – время отключения тока КЗ, с» [11].

1.2 Проверка высоковольтных выключателей

Выполним расчет для высоковольтного выключателя 110 кВ ячейки трансформатора Т-1 (16 МВА).

– «по номинальному напряжению» [11]:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

– «по номинальному току» [11]:

$$I_{ном.расч} = \frac{16 \cdot 10^3 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,7 \text{ А},$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч}.$$

– «по отключающей способности» [11]:

$$I_{откл.} = 40 \text{ кА}; I_{но} = 4,16 \text{ кА}; I_{откл.} \geq I_{но}.$$

– «по току динамической стойкости» [11]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 4,16 = 10,88 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 102 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

– «по току термической стойкости» [11]:

$$B_k = 4,16^2 \cdot 2,5 = 17,31 \text{ кА}^2 \text{с};$$

$$I^2_{мер} t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}; I^2_{мер} t_{мер} \geq B_k.$$

Результаты проверки силовых выключателей сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты проверка силовых выключателей

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	U _н , с, кВ	I _{нр} , А	I _{по} , кА	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ·с	U _н , кВ	I _{ном} , А	I _{откл} , кА	i _{дин} , кА	I ² ·t, кА ² ·с
ОРУ 110 кВ: ячейка Т1, Т2, СВ-110	110	42**	4,16	10,88	17,31	110	2000	40	102	4800
Ячейка ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС-Бурейск №2	110	247**	4,16	10,88	17,31	110	2000	40	102	4800
Ячейка ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС-Бурейск №1	110	41**	4,16	10,88	17,31	110	2000	40	102	4800
Ячейка ВЛ 110 кВ Бурейск-Бурей/т	110	172**	4,16	10,88	17,31	110	2500	40	102	4800
ОРУ 35 кВ: ячейка Т1, Т2, СВ-35 кВ	35	369,9*	2,04	5,34	10,4	35	630	12,5	35	468,7
Ячейка ВЛ 35 кВ Бурейск-Малиновка	35	0***	2,04	5,34	10,4	35	630	12,5	35	468,7
Ячейка ВЛ 35 кВ Бурейск-Родионовка	35	5,4***	2,04	5,34	10,4	35	630	12,5	35	468,7
Ячейка ВЛ 35 кВ Бурейск-Кам.карьер	35	121,3* **	2,04	5,34	10,4	35	630	12,5	35	468,7
ЗРУ 6 кВ (вводные ячейки и ячейка СВ)	6	2157,9 *	8	20,93	160	10	2500	31,5	80	2976, 7
ЗРУ 6 кВ, ф.1	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.2	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.5	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.6	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.13	6	3***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.14	6	11***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.15	6	19***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200

Продолжение таблицы 1

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	U _н , кВ	I _{нр} , А	I _{по} , кА	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ·с	U _н , кВ	I _{ном} , А	I _{откл} , кА	i _{дин} , кА	I ² ·t, кА ² ·с
ЗРУ 6 кВ, ф.18	6	143***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.19	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.20	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.21	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.22	6	92***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.23	6	237***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.24	6	51***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.25	6	88,4** *	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.26	6	11***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.27	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.28	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.29	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.30	6	189***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.31	6	112***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.32	6	0***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
ЗРУ 6 кВ, ф.33	6	178***	8	20,93	160	10	1000	20	51	1200
Примечания * - максимальный ток, рассчитанный для силового трансформатора мощностью 16 МВА; ** - значение тока согласно данных расчетов режимов; *** - значение согласно данных контрольных замеров.										

1.3 Проверка трансформаторов тока

Расчет выполнен для трансформатора тока ячейки Т-2, для устанавливаемого силового трансформатора (16МВА).

– «по номинальному напряжению» [11]:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

– «по номинальному току» [11]:

$$I_{ном.расч} = \frac{16 \cdot 10^3 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,7 \text{ А},$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ A}; I_{ном} \geq I_{ном.расч.}$$

– «по отключающей способности» [11]:

$$I_{откл.} = 40 \text{ кА}; I_{но} = 4,16 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{но}.$$

– «по току динамической стойкости» [11]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 4,16 = 10,88 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 102 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

– «по току термической стойкости» [11]:

$$B_k = 4,16^2 \cdot 2,5 = 17,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{мер}^2 t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; I_{мер}^2 t_{мер} \geq B_k.$$

Результаты проверки трансформаторов тока приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Проверка трансформаторов тока

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	Ун.с, кВ	Инр, А	Ипо, кА	іуд, кА	Вк, кА ² ·с	Ун, кВ	Іном, А	Ітер, кА	ідин, кА	І ₂ ×t, кА ² ·с
ОРУ 110 кВ: ячейка Т1, Т2, СВ-110	110	42**	4,16	10,88	17,31	110	300	40	102	4800
Ячейка ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС-Бурейск №2	110	247**	4,16	10,88	17,31	110	300	40	102	4800

Продолжение таблицы 2

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	Ун, с, кВ	Инр, А	Ипо, кА	іуд, кА	Вк, кА ² ·с	Ун, кВ	Ином, А	Ітер, кА	ідин, кА	І ₂ ×t, кА ² ·с
Ячейка ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС-Бурейск №1	110	41**	4,16	10,88	17,31	110	300	40	102	4800
Ячейка ВЛ 110 кВ Бурейск-Бурейск/т	110	172**	4,16	10,88	17,31	110	300	40	102	4800
ОРУ 35 кВ: ячейка Т1, Т2, СВ-35 кВ	35	369,9*	2,04	5,34	10,4	35	300	12,5	35	468,75
Ячейка ВЛ 35 кВ Бурейск-Малиновка	35	0***	2,04	5,34	10,4	35	300	12,5	35	468,75
Ячейка ВЛ 35 кВ Бурейск-Родионовка	35	5,4***	2,04	5,34	10,4	35	300	12,5	35	468,75
Ячейка ВЛ 35 кВ Бурейск-Кам.карьер	35	121,3** *	2,04	5,34	10,4	35	300	12,5	35	468,75
ЗРУ 6 кВ (вводные ячейки и ячейка СВ)	6	1541*	8	20,93	160	10	2000	40	100	1600
ЗРУ 6 кВ, ф.1	6	0***	8	20,93	160	10	300	31,5	78,8	992,25
ЗРУ 6 кВ, ф.2	6	0***	8	20,93	160	10	300	31,5	78,8	992,25
ЗРУ 6 кВ, ф.5	6	0***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.6	6	0***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.13	6	3***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.14	6	11***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.15	6	19***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.18	6	143***	8	20,93	160	10	300	31,5	78,8	992,25
ЗРУ 6 кВ, ф.19	6	0***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.20	6	0***	8	20,93	160	10	400	40	100	1600
ЗРУ 6 кВ, ф.21	6	0***	8	20,93	160	10	400	40	100	1600
ЗРУ 6 кВ, ф.22	6	92***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.23	6	237***	8	20,93	160	10	400	40	100	1600
ЗРУ 6 кВ, ф.24	6	51***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.25	6	88,4***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.26	6	11***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.27	6	0***	8	20,93	160	10	600	40	100	1600
ЗРУ 6 кВ, ф.28	6	0***	8	20,93	160	10	600	40	100	1600
ЗРУ 6 кВ, ф.29	6	0***	8	20,93	160	10	600	40	100	1600
ЗРУ 6 кВ, ф.30	6	189***	8	20,93	160	10	300	31,5	78,8	992,25
ЗРУ 6 кВ, ф.31	6	112***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.32	6	0***	8	20,93	160	10	200	20	50	400
ЗРУ 6 кВ, ф.33	6	178***	8	20,93	160	10	200	20	50	400

<p>Примечания</p> <p>* - максимальный ток, рассчитанный для силового трансформатора мощностью 16 МВА;</p> <p>** - значение тока согласно данных расчетов режимов;</p> <p>*** - значение согласно данных контрольных замеров.</p>
--

1.4 Проверка трансформаторов напряжения

«Измерительные трансформаторы напряжения проверяют по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструктивному исполнению;
- по классу точности;
- по нагрузке вторичных цепей» [11]:

$$S_{нагр.ном.} \leq S_{ном.} \tag{9}$$

Результаты проверки трансформаторов напряжения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка трансформаторов напряжения

Место размещения	Расчётные данные		Каталожные данные			
	Усети. уст, кВ	Снагр, ВА	№ обмотки	Un, В	Sn.пр оиз, ВА	Класс точности для данной обмотки
Распредустрой ство 110 кВ	110	-	-	110000/ 3	-	-
		30	1	100/ 3	30	0,5
		300	2	100/ 3	300	0,5
		200	3	100	200	3Р
Распредустрой ство 35 кВ	35	-	-	35000	-	-
		40	1	100	90	0,5
		360	2	100	360	0,5
		80	3	100	80	3Р

Продолжение таблицы 3

Место размещения	Расчётные данные		Каталожные данные			
	Усети. уст, кВ	Снагр, ВА	№ обмотки	Un, В	Sn.пр оиз, ВА	Класс точности для данной обмотки
Распредустройство 6 кВ	6	-	-	6000/ 3	-	-
		200	1	100/ 3	200	0,5
		200	2	100/ 3	200	0,5
		600	3	100	600	3Р

1.5 Проверка разъединителей

Расчет выполнен для разъединителя 110 кВ ячейки трансформатора Т-2 (16 МВА).

- «по номинальному напряжению» [11]:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

- «по номинальному току» [11]:

$$I_{ном.расч} = \frac{16 \cdot 10^3 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,7 \text{ А},$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч}.$$

- «по отключающей способности» [11]:

$$I_{откл.} = 40 \text{ кА}; I_{но} = 4,16 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{но}.$$

- «по току динамической стойкости» [11]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 4,16 = 10,88 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 80 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

- «по току термической стойкости» [11]:

$$B_k = 4,16^2 \cdot 2,5 = 17,31 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{мер}}^2 t_{\text{мер}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}; I_{\text{мер}}^2 t_{\text{мер}} \geq B_k.$$

Результаты проверки разъединителей приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Проверка разъединителей

Наименование	Расчётные данные					Каталожные данные				
	Uн.с, кВ	Iнр, А	Iпо, кА	iуд, кА	Bк, кА ² ·с	Uн, кВ	Iном, А	Iгер, кА	iдин, кА	I ₂ ×t, кА ² ·с
РУ 110 кВ	110	117,7*	4,16	10,88	17,31	110	1000	31,5	80	992,25
РУ 35 кВ	35	369,9*	2,04	5,34	10,4	35	1000	20	50	400
Примечания										
* - максимальный ток, рассчитанный для силового трансформатора мощностью 16 МВА.										

1.6 Выбор ограничителей перенапряжений 110,35 кВ и 6 кВ на примере ОПН 35 кВ

Выбор ограничителей перенапряжения и места установки выполнены в соответствии с ПУЭ раздел 4 и «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России», «Методическими указаниями по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ» РАО «ЕЭС России» [2].

«Ограничители перенапряжений выбираем по следующим условиям:

- по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению» [12];

$$U_o \geq U_{np}, \text{ кВ}, \quad (10)$$

- «по номинальному разрядному току» [12]. I_н=10 кА;
- «по значению остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть не больше значения выдерживаемых напряжений

электрооборудованием при коммутационных перенапряжениях, определяемых уровнем испытательных напряжений по ГОСТ1516.3-96» [12]

$$U_{ост} \leq U_{выд}. \quad (11)$$

- «величине тока срабатывания противозрывного устройства;
- по удельной энергоемкости. Принимаем» [12]

$$W_{опн} = 3,5 \text{ кДж} / \text{кВ}.$$

Результаты проверки ограничителей перенапряжений приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Проверка ограничителей перенапряжений

Место установки	Расчетные данные			Каталожные данные			
	U _{нр} , кВ	I _н , кА	U _{выд} , кВ	U _{опн} , кВ	U _д , кВ	I _н , кА	U _{ост} , кВ
ОРУ-110 кВ ОПН-110/88-10/650(II)4-УХЛ1	76,5	10	285,5	110	88	10	224
ОРУ-35 кВ ОПН-35/40,5-10/650(II) УХЛ1	35	10	206,2	35	40,5	10	139
РУ-6 кВ ОПН-6/7,2-10/650(II) УХЛ1	6	10	59,9	6	7,2	10	16,9

1.7 Расчет количества изоляторов в гирлянде 110, 35 кВ

Согласно ПУЭ 7-е издание количество тарельчатых изоляторов в гирляндах для ВЛ на металлических и железобетонных опорах определяется по формуле [5]:

$$m = \frac{L}{L_{и}}, \quad (12)$$

где L_и – длина пути утечки одного изолятора, см;

«L – длина пути утечки гирлянды изоляторов, см., определяемая по формуле» [13]:

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot k, \quad (13)$$

где «U – наибольшее рабочее межфазное напряжение, кВ, по ГОСТ 721-77» [13]

$\lambda_{\text{э}}$ – удельная эффективная длина пути утечки изолятора, см/кВ (по табл. 1.9.1 ПУЭ);

k – коэффициент использования длины пути утечки:

$$k = k_{\text{И}} \cdot k_{\text{К}}, \quad (14)$$

где $k_{\text{И}}$ – коэффициент использования изолятора;

$k_{\text{К}}$ – коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно- параллельными ветвями.

Согласно п. 1.9.12 ПУЭ, если число m не даёт целого числа, то выбираем ближайшее большее целое число. Согласно п. 1.9.13 ПУЭ, на ВЛ напряжением 35-110 кВ с металлическими, железобетонными и деревянными опорами с заземленными креплениями гирлянд количество тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах всех типов в районах с 1-2-й степенью загрязнения атмосферы следует увеличивать на один изолятор в каждой гирлянде по сравнению с количеством, полученным по 1.9.12 ПУЭ.

«Расчёт количества изоляторов ПСВ 120Б в натяжной гирлянде 35 кВ» [6]:

$$m = \frac{2,25 \cdot 40,5 \cdot 1,25 \cdot 1}{44,2} + 1 = 3,57 \text{ шт.}$$

«Для натяжной гирлянды ОРУ 35 кВ количество изоляторов ПСВ 120Б составляет 4 шт. Расчёт количества изоляторов ПСВ 120Б в натяжной гирлянде 110 кВ» [14]:

$$m = \frac{2 \cdot 126 \cdot 1,25 \cdot 1}{44,2} + 1 = 8,13 \text{ шт.}$$

«Для натяжной гирлянды ОРУ 110 кВ количество изоляторов ПСВ 120Б составляет 9 шт» [14].

Выводы по разделу.

Оборудование ОРУ-110 кВ устанавливается на металлоконструкции, оборудование 35 кВ - на основе блочной комплектной трансформаторной подстанции производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки.

Гибкая ошиновка и спуски к оборудованию 110 и 35 кВ выполняются проводом АС-120/19. Замене подлежит вся ошиновка ОРУ-110 и 35 кВ, включая изоляторы.

В распределительном устройстве 6 кВ применены ячейки К 129 с выкатными элементами производства Мосэлектроцит. Выключатели 6 кВ применены с электромагнитными приводами типа ВВ/TEL производства ЗАО «ГК «Таврида Электрик».

Все устанавливаемые высоковольтные выключатели были выбраны по номинальному току и напряжению, проверены на отключающую способность и по динамической и термической стойкости. Таким же образом была выполнена проверка всех разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Выбраны ограничители перенапряжений 110,35 и 6 кВ. Выполнен расчет количества изоляторов в гирляндах 110 и 35 кВ.

Таким образом все устанавливаемое электрооборудование прошло необходимые проверки, так на стороне 110 кВ ПС будут установлены выключатели баковые элегазовые типа ВТБ-110, трансформаторы тока встроенные типа ТВ-110, разъединители типа РГНП-110, емкостные трансформаторы напряжения НДКМ-110, ограничители перенапряжений 110 кВ с полимерной изоляцией. На стороне 35 кВ: выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35, трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35, разъединители РГП-2-35 и РГП-1а-35.

2 Выбор и проверка проводников

2.1 Выбор жёсткой ошиновки в сети 6 кВ

2.1.1 Выбор сечения шины

Ниже приведено условие выбора шины по длительно допустимому току:

$$I_{max} \leq I_{доп}, \quad (15)$$

где « $I_{доп}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ($\vartheta_{0,ном} = 25^0 C$)» [15].

I_{max} - максимальный ток потребителей 6 кВ при отключении одного из силовых трансформаторов.

Значение данного тока принято на основании тома 3041-058-ТР и составляет 1286,6 А. В таком случае к рассмотрению примем алюминиевую шину AL-100×8 с $I_H=1625$ А.

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \sqrt{\frac{\vartheta_{доп} - \vartheta_0}{\vartheta_{доп} - \vartheta_{0,ном}}}. \quad (16)$$

Для неизолированных шин принимаем $\vartheta_{доп} = 70^0 C$, тогда:

$$I_{доп} = 1625 \sqrt{\frac{70 - 40}{70 - 25}} = 1326,8 \text{ А.}$$

$1286,6 \text{ А} \leq 1326,8 \text{ А}$, таким образом алюминиевая шина AL-100×8 удовлетворяют условиям выбора.

2.1.2 Проверка шины на термическую стойкость

$$q_{\min} \leq q, \quad (17)$$

где q - выбранное сечение,

q_{\min} - минимальное сечение по термической стойкости, определяемое по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m}, \quad (18)$$

где B_{κ} - значение теплового импульса,

C_m - параметр, зависящей от начальной температуры, принимается для алюминиевых шин = 91,

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (19)$$

где I_{n0} - периодическая составляющая тока КЗ 6 кВ,

$t_{\text{отк}}$ - время отключения выключателя 6 кВ,

T_a - постоянная времени периодической составляющей, согласно ГОСТ 28249-93 принимаем значение 0,4.

$$B_{\kappa} = 8^2 \cdot (0,1 + 0,4) = 32 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{32 \cdot 10^6}}{91} = 62,2 \text{ мм}^2,$$

62,2 ≤ 800, таким образом алюминиевая шина AL-100×8 удовлетворяют условиям выбора.

2.1.3 Проверка шины на динамическую стойкость (механический расчёт)

«Шины механически прочны, если» [16]:

$$G_{расч} \leq G_{доп}, \quad (20)$$

где « $G_{доп}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин. Согласно ГОСТ Р 52736-2007 для шины из материала АДЗ1Т $G_{доп}$ составляет – 89 МПа» [16].

«Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа» [16]:

$$G_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W}, \quad (21)$$

где « W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия» [16]. Принимаем, что швеллеры шин соединены жёстко по всей длине сварным швом, следует, что W принимаем 167 см³.

« l - длина пролёта между опорными изоляторами шинной конструкции = 1,5 м» [16].

$$G_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{20930^2 \cdot 1,5^2}{167} = 1,02 \text{ МПа},$$

1,02 ≤ 89, таким образом алюминиевая шина AL-100×8 удовлетворяет условиям выбора.

2.2 Выбор и проверка кабелей 35 кВ

2.2.1 Проверка кабелей 35 кВ по номинальному току

$$I_{max} \leq I_{дон}, \quad (22)$$

где I_{max} - максимальный ток потребителей 35 кВ при отключении одного из силовых трансформаторов. Значение данного тока принято на основании тома 3041-058-ТР.

$I_{дон}$ - номинальный ток кабеля с учётом прокладки по воздуху, проложенного в плоскости.

30, 43 ≤ 451, таким образом силовые кабели 35 кВ удовлетворяют условиям выбора.

2.2.2 Проверка кабелей 35 кВ по термической стойкости

$$Q_{min(35кВ) АПвВнз(А)-LS1×150/35} = I_{n0} \cdot \frac{\sqrt{t_{p.з.} + t_{o.в.} + T_a}}{C_{тер}}, \quad (23)$$

где I_{n0} - периодическая составляющая тока КЗ 35 кВ,

$t_{o.в.}$ - время отключения выключателя 35 кВ,

T_a - постоянная времени периодической составляющей, согласно ГОСТ 28249-93 принимаем значение 0,2,

$t_{p.з.}$ - время действия релейной защиты [8],

$$Q_{min(35кВ) АПвВнз(А)-LS1×150/35} = 2,04 \cdot \frac{\sqrt{2,92 + 0,06 + 0,2}}{90} = 40,4 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2,$$

таким образом силовые кабели 35 кВ удовлетворяют условиям выбора.

2.2.3 Проверка кабелей 35 кВ на не возгорание

$$S_{(35\text{кВ}) \text{АПвВнг}(A)\text{-LS}1\times 150/35} = \sqrt{\frac{b \cdot I_K^2 \cdot (t_{p.z.} + t_{o.v.} + T_a)}{K}}, \quad (24)$$

где b - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для алюминия 45,65,

$t_{p.z.}$ - время действия релейной защиты,

$t_{o.v.}$ - время отключения выключателя 35 кВ,

T_a - постоянная времени периодической составляющей, согласно ГОСТ 28249-93 принимаем значение 0,2,

K – коэффициент $K=0,733$ для температуры возгорания кабелей с пластмассовой изоляцией $Q_k=350^\circ\text{C}$ [10].

$$S_{(35\text{кВ}) \text{АПвВнг}(A)\text{-LS}1\times 150/35} = \sqrt{\frac{2,04 \cdot 45,65^2 \cdot (2,92 + 0,06 + 0,2)}{0,733}} = 135,8 \text{ мм}^2,$$
$$135,8 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2,$$

таким образом силовые кабели 35 кВ удовлетворяют условиям выбора.

Выводы по разделу.

Выполнен выбор жёсткой ошиновки в сети 6 кВ, произведена проверка по длительно допустимому току, на термическую стойкость, на динамическую стойкость (механический расчёт). Согласно выполненным расчётам алюминиевая шина AL-100×8 6 кВ удовлетворяют всем вышеперечисленным условиям.

Выполнен выбор и проверка кабелей 35 кВ по номинальному току, по термической стойкости, на не возгорание по циркуляру № Ц-02-98. Согласно выполненным расчётам алюминиевый кабель АПвВнг(А)-LS 1×150/35 6 кВ удовлетворяют всем вышеперечисленным условиям.

3 Электрическое освещение подстанции

В работе предусматривается освещение территории подстанции с использованием энергосберегающих технологий. Освещение открытой части подстанции осуществляется уличными светильниками RGL-400-L140 мощностью по 400 Вт со светодиодными матрицами, монтируемыми на прожекторных мачтах 110кВ и 35 кВ. Управление прожекторным освещением осуществляется со щитка наружного освещения ПС, расположенного в ОПУ.

Светильники серии RGL - это новейшая разработка осветительного прибора, не имеющего аналогов в мире по своей мощности и экономичности - до 400 Вт с отдачей 48 000 Лм. Предназначены для освещения улиц, дорог [16, 17].

Основные преимущества:

- стабильная сила света при колебаниях напряжениях в городских сетях;
- широкий диапазон входного напряжения 80 - 400 Вольт (постоянный или переменный ток) без дополнительных трансформаторов и адаптеров;
- очень равномерное распределение света с высокой однородностью, не мерцает, хорошая цветопередача позволяют видеть естественные насыщенные цвета;
- высокий коэффициент мощности ($\geq 0,98$) для минимизации нелинейных искажений;
- срок службы светильников без потери яркости — более 50 000 часов (15-20 лет);
- возможно взаимодействие с солнечными панелями и ветрогенераторами для сокращения затрат электроэнергии практически до «0»;
- прочный корпус из алюминия и поликарбоната соответствует стандарту IP65/67;

- экологически безопасны — не содержат ядовитых паров ртути, не выделяют CO₂.

В таблице 6 представлены основные характеристики светильника RGL-400-L140.

Таблица 6 - Основные характеристики светильника RGL-400-L140

Наименование параметра	Параметр
Размеры и вес	670×370×180 мм, 13 кг
Угол рассеивания	60°
Цветовая температура	4000К (теплый-белый) / 6000К (белый)
Цветопередача	> 80 Ra, степень цветопередачи 1B-1A
Коэффициент пульсации	0,2 %
Срок службы	> 50 000 часов
Степень защиты	IP65 - класс изоляции I IP67 с классом изоляции II (опционально)
Условия эксплуатации	-60°С – +60°С / влажность атмосферы 10-95%
Входное напряжение	80 – 315 В переменного тока / 80 – 400 В постоянного тока
Коэффициент мощности	≥ 0,98
Гарантия	Стандартная 3 года

Выводы по разделу.

Для освещения открытой части подстанции выбраны уличные светильники RGL-400-L140 мощностью по 400 Вт со светодиодными матрицами и световой отдачей 48000 Лм. Срок службы светильников без потери яркости превышает 50 000 часов, что с учетом времени их использования в течении суток приводит к предполагаемому сроку эксплуатации 15-20 лет.

4 Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите

«Предусмотрена реконструкция контура заземления подстанции в пределах устанавливаемого оборудования. Проектируемый контур заземления независим от существующего. Проектируемое заземляющее устройство присоединить к существующему заземляющему устройству при пересечении контуров.

Проектируемое ЗУ выполнено с соблюдением требований ПУЭ в части конструктивного исполнения, требований электробезопасности и требований электромагнитной совместимости для микропроцессорной аппаратуры РЗА и контрольных кабелей [9].

Заземляющее устройство подстанции рассчитано по норме на допустимое сопротивление. ЗУ выполнено в виде сетки из стальных полос сечением 40×5 мм² и вертикальных электродов длиной 5 м, диаметром 18 мм.

Молниезащита на подстанции организована молниеприемниками, установленными на прожекторных мачтах ОРУ 110, 35 кВ.

Проверка на термическую стойкость полосы заземления.

Расчет по проверке стальной полосы сечением 5×40 на термическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Расчет произведён в следующей последовательности:

Минимальное сечение проводника, отвечающее условию термической стойкости при КЗ, рассчитывается в соответствии с формулой» [17]:

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (25)$$

где « B_k – значение интеграла Джоуля при КЗ;

C_m – в соответствии с табл. 8.2 РД для стали значение параметра равно = $70 \text{ А} \times \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ » [17].

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{(5,03 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,5 + 0,01)}}{70} = 51,3 \text{ мм}^2.$$

$$S \geq S_{тер.мин}, \text{ мм}^2$$

В качестве горизонтальных заземлителей выбрана стальная полоса сечением $5 \times 40 \text{ мм}^2$.

$$200 \text{ мм}^2 \geq 51,3 \text{ мм}^2.$$

По условию термической стойкости стальная полоса сечением 5×40 проверку проходит.

«Расчет молниезащиты подстанции выполнен согласно РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений», РД 34.21.121 «Руководящие указания по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов», СО-153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

По опасности ударов молнии для рассматриваемого объекта, проектируемая подстанция располагается в районе со среднегодовой продолжительностью гроз 20-40 часов и относится к специальным объектам с ограниченной опасностью.

Категория зоны молниезащиты – III. Эта зона обладает надежностью $P=0,9$ (СО-153-34.21.122-2003, таблица 2.2).

Исходя из допустимого уровня надежности выбраны тип и высота устанавливаемых молниеотводов.

Молниезащита на подстанции организована молниеприемниками, установленными на прожекторных мачтах ОРУ 110,35 кВ. Высоты молниеприемников указаны в таблице 7» [17].

Таблица 7 - Высота молниеприемников

Наименование молниеприемника	Высота, м
М1 (проект.)	24,3
М2 (проект.)	24,3
М3 (проект.)	24,3
М4 (проект.)	24,3
М5 (сущ.)	25
М6 (сущ.)	19

«Радиус горизонтального сечения r_x , на высоте h_x определяется по формуле» [18]:

$$r_x = r_0 \cdot \frac{(h_0 - h_x)}{h_0}, \text{ м.} \quad (26)$$

«Расчет горизонтальных сечений зон защиты выполнен для каждого молниеприемника на высоте $h_1=8$ м. Результаты расчета горизонтальных сечений зон защиты сведены в таблицу 8» [18].

Таблица 8 - Результаты расчета горизонтальных сечений зон защиты

Наименование молниеприёмника	Высота молниеприёмника h , м	Высота конуса зоны защиты h_0 , м	Радиус конуса зоны защиты r_0 , м	Радиусы горизонтального сечения на высоте r_x , м	Радиусы горизонтального сечения на высоте r_x , м
				8 м	12 м
М1 (проект.)	24,3	20,66	29,16	17,9	12,2
М2 (проект.)	24,3	20,66	29,16	17,9	12,2
М3 (проект.)	24,3	20,66	29,16	17,9	12,2
М4 (проект.)	24,3	20,66	29,16	17,9	12,2
М5 (сущ.)	25	21,25	30	18,7	13,1
М6 (сущ.)	19	16,15	22,8	11,5	5,9

Выводы по разделу.

Система заземления подстанции выполнена в виде сетки из стальных полос сечением $40 \times 5 \text{ мм}^2$ и вертикальных электродов длиной 5 м, диаметром 18 мм.

Стальные полосы системы заземления были проверены на термическую стойкость.

Молниезащита на подстанции организована молниеприемниками, установленными на прожекторных мачтах ОРУ 110, 35 кВ. Всего для защиты подстанции используется 6 стержневых молниеотводов высотой от 19 до 25 м.

По результатам проведенных расчетов все вновь устанавливаемое оборудование подстанции полностью перекрывается зоной молниезащиты на высоте 8 м.

5 Реконструкция системы релейной защиты и автоматики подстанции

5.1 Релейная защита и автоматика линий 110 кВ

«В настоящий момент в помещении ОПУ-2 установлены панели защит линий 110 кВ на базе электромеханических реле. Руководствуясь действующими НТД, проектом предусматривается установка шкафов защит и автоматики линий 110 кВ на базе МП терминалов защит» [19].

Для линий ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Бурейск №1, №2, ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурей/т., а также ячейки резервной ВЛ-110 кВ предусматриваются шкафы 22Р, 23Р, 24Р, 25Р соответственно, устанавливаемые в свободном ряду помещения ОПУ-2. Тип устанавливаемых шкафов ШЭ2607 011021, производства ООО «НПП ЭКРА». Каждый шкаф состоит из двух комплектов защит, выполняющих следующие функции:

«Первый комплект, на базе МП терминала, реализует функции:

- автоматика управления выключателем (АУВ);
- устройства резервирования отказов выключателем (УРОВ). При срабатывании УРОВ выдается сигнал на отключение ошиновки 110 кВ соответствующей секции шин через комплект дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО);
- АПВ;
- пять ступеней дистанционной защиты от междуфазных замыканий, ступень ДЗ от земляных замыканий;
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности;
- токовая отсечка;
- две ступени максимальной токовой защиты.

Второй комплект, на базе МП терминала реализует функции:

- содержит пять ступеней дистанционной защиты от междуфазных замыканий,
- ступень ДЗ от земляных замыканий;
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- две ступени максимальной токовой защиты.

Третий комплект, на базе МП терминала реализует функции:

- содержит пять ступеней дистанционной защиты от междуфазных замыканий,
- ступень ДЗ от земляных замыканий;
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- две ступени максимальной токовой защиты.
- возможность приема и отправки сигналов телеускорения резервных защит (ТУ)» [19].

«Помимо шкафов защит предусматривается установка шкафа 7Р ОМП ВЛ 110 и 35 кВ, типа ШЭРА-ОМП-6004. Шкаф состоит из шести комплектов на базе МП терминала «Сириус-2-ОМП». Устройство «Сириус-2-ОМП» предназначено для определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи напряжением 6–750 кВ» [19].

Комплекты 1-3 выполняют функции ОМП линий 110 кВ.

«Функции, выполняемые устройством:

- определение расстояния до повреждения относительно места установки устройства, км;
- определение вида повреждения;
- фиксация времени и даты возникновения аварии;

- возможность выдачи сигнала запуска при аварии на другие устройства.
- возможность выдачи сигнала обрыва одного из проводов линии (по нарушению симметрии фазных токов);
- возможность выдачи сигнала неисправности цепей напряжения (по появлению напряжения
- обратной последовательности);
- возможность селективного или неселективного пуска» [19].

Комплекты 1-3 выполняют функции ОМП линий 110 кВ, комплекты 4-6 – линий 35 кВ.

5.2 Релейная защита и автоматика секционного выключателя 110 кВ

Для защит и автоматики СВ-110 кВ в помещении ОПУ-2 устанавливается шкаф 26Р типа ШЭ2607 015, производства ООО «НПП ЭКРА». Шкаф устанавливается на свободное место в помещении ОПУ-2.

Шкаф типа ШЭ2607 015, на базе МП терминала выполняет следующие функции:

- «двухступенчатая ненаправленная максимальная токовая защита от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени;
- трёхступенчатая ненаправленная токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю с независимой выдержкой времени» [19];
- автоматика управления выключателем;
- АПВ;
- УРОВ.

5.3 Релейная защита и автоматика ошиновки 110 кВ

Устройства защиты ошиновки 1 и 2 с.ш. выполняется на базе шкафа 27Р ШЭ2607 051051, производства ООО «НПП ЭКРА». Шкаф устанавливается на свободное место в помещении ОПУ-2.

Защита ошиновки 110 кВ выполняется с помощью комплектов дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО) на базе МП терминалов, на каждую секцию предусматривается отдельный комплект.

Функции, выполняемые микропроцессорным терминалом ДЗО:

- дифференциальная токовая защита ошиновки с торможением (ДЗОТ);
- «ввод чувствительных токовых органов (ЧТО) при опробовании ошиновки в цикле АПВ;
- ввод ЧТО при оперативном опробовании ошиновки;
- контроль исправности вторичных цепей тока ТТ;
- выполнение команд внешнего устройства резервирования при отказах выключателя (УРОВ) данная функция не используется, так как функция УРОВ выполняется в терминалах АУВ;
- выдача команд запрета АПВ на внешние устройства;
- блокировка действия АПВ при срабатывании УРОВ и неуспешном опробовании ошиновки в цикле АПВ;
- оперативный ввод блокировки действия АПВ при срабатывании ДЗО;
- опробование ошиновки от любого из пяти присоединений;
- опробование любого из пяти присоединений от ошиновки при «открытом» плече ДЗО или с использованием индивидуальных реле тока» [19].

5.4 Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов

Проектом предусматривается установка шкафов 2Р, 3Р типа ШЭРА-ТТ-40016 защит и автоматики трансформаторов Т1, Т2 соответственно. Шкаф состоит из четырёх комплектов, на базе МП терминалов:

«Первый комплект основной защиты трансформатора, выполняет следующие функции:

- дифференциальная токовая защита с торможением от всех видов КЗ (ДЗТ);
- максимальная токовая защита ВН, СН, НН с пуском по напряжению. Защита действует на отключение соответствующего выключателя;
- защита от перегрузки (ЗП ВН, ЗП СН, ЗП НН). Защита действует на сигнал;
- реле максимального тока для блокировки РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- приём и обработка сигналов газовой (ГЗТ) и технологической защиты;
- цепи технологических защит.

При срабатывании основных защит трансформатора (ДЗТ и ГЗТ) терминал подает сигналы на отключение всех выключателей (110кВ, 35 и 6 кВ) трансформатора с запретом АПВ этих выключателей.

Второй комплект резервной защиты трансформатора и АУВ 110кВ, выполняет функции:

- максимальная токовая защита от междуфазных КЗ. В действие введена ступень «МТЗ-2», действующая на отключение выключателя 110кВ трансформатора;
- приём и обработка сигналов газовой и технологической защиты. Защита действует на отключение трансформатора со всех сторон;
- автоматика управления выключателем;
- трехфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ).

- контроль работоспособности выключателя по ряду дискретных входов;
- УРОВ;
- контроль времени включения и отключения выключателя;
- защита электромагнитов управления от длительного протекания тока и формирование сигнала во внешние цепи на обесточивание электромагнитов с выдержкой времени» [19].

Третий комплект регулирования напряжения трансформатора (АРКТ), выполняет функцию поддержания заданного напряжения на шинах 10 кВ и/или 35 кВ.

Четвертый комплект защит и автоматики вводного выключателя 35 кВ, выполняет функции:

- трехступенчатую максимальную токовую защиту (МТЗ) от междуфазных повреждений;
- защиту от несимметричного режима работы;
- контроль тока для защиты от дуговых замыканий;
- направленную логическую защиту шин (ЛЗШ); Логическая защита реализуется с помощью терминала, стоящего на вводном выключателе, и группы терминалов, стоящих на выключателях присоединений;
- УРОВ;
- АУВ.

Шкафы защит трансформаторов 2Р и 3Р устанавливаются на места существующих панелей 26, 27 соответственно.

5.5 Организация цепей напряжения 110 кВ и 35 кВ

Для организации цепей напряжения 110 кВ, 35 кВ предусматривается установка шкафа 4Р типа ШЭРА-ТН110-ТН35-4004, производства ЗАО «НПФ Радиус» Шкаф устанавливается на место существующей панели 28, состоит из

четырёх комплектов на базе МП терминалов «Сириус-ТН». Ниже представлен перечень комплектов шкафа:

Комплект 1,2 соответственно для ТН-110 кВ 1,2 с.ш. выполняют следующие функции:

- организация шинок напряжения 1с.ш.(2с.ш.) трансформатора напряжения;
- возможность перевода цепей трансформатора напряжения 1 с.ш. на ТН 2 с.ш. и наоборот;
- наличие вольтметра и переключателя вольтметра для визуального контроля фазных и линейных напряжений секции шин;
- сигнализация отключенного состояния автоматических выключателей вторичных цепей трансформатора напряжения. Выдача сигнала «неисправность ТН» для системы РЗА, ПА;
- трехступенчатая автоматическая частотная разгрузка (АЧР) для ВЛ-35 кВ и 6кВ;
- частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) для ВЛ-35 кВ и 6кВ;
- контроль тока небаланса в цепи 3U0.

Комплект 3,4 соответственно для ТН-35 кВ 1,2 с.ш. выполняют следующие функции:

- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- контроль исправности трансформатора напряжения.
- защита от феррорезонанса;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

5.6 Релейная защита и автоматика СВ-35 кВ

В помещении ОПУ устанавливается шкаф 5Р - защит и автоматики линий и СВ-35 кВ, типа ШЭРА-СВ-МЛ-4003, производства ЗАО «НПФ

Радиус». Шкаф устанавливается на место демонтируемой панели 29, состоит из четырёх комплектов на базе МП терминалов: три комплекта защит и автоматики ВЛ-35кВ, один комплект защит и автоматики СВ-35кВ.

Комплект защит и автоматики СВ-35 кВ на базе терминала «Сириус-2 С», выполняет следующие функции:

- «МТЗ от междуфазных повреждений;
- логическая защита шин;
- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин» [19];
- устройство резервирования отказов выключателя;
- автоматический ввод резерва.

5.7 Релейная защита и автоматика ВЛ 35 кВ

Выше упоминалось, что для защит ВЛ-35кВ устанавливается шкаф 5Р в помещении ОПУ.

«В шкафу предусмотрены три комплекта защит и автоматики ВЛ-35 кВ на базе МП терминала «Сириус2-МЛ», выполняющего следующие функции:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов (любая ступень может быть выполнена направленной, а также может иметь комбинированный пуск по напряжению);
- автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;
- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ)
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;
- защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты (может быть выполнена направленной);

- защита синхронных двигателей от асинхронного хода в ступени МТЗ-2;
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя;
- возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю;
- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;
- однократное АПВ» [19].

Помимо защит предусматривается установка комплекта ОМП в шкафу 7Р, для каждой отходящей линии 35 кВ.

5.8 Релейная защита и автоматика ВВ-6 кВ

«Терминал защиты «Сириус-2-В» устанавливается в релейном отсеке ячейки ввода в ЗРУ-6 кВ, выполняет следующие функции:

- МТЗ от междуфазных повреждений» [19];
- контроль тока для дуговой защиты при дуговых замыканиях внутри ячейки ввода, на шинах 6 кВ и в отсеках выключателей присоединений;
- логическая защита шин;
- однократное автоматическое повторное включение (АПВ);
- защита минимального напряжения;
- формирование сигнала пуска АВР;
- функцию УРОВ;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

5.9 Релейная защита и автоматика СВ-6 кВ

«Терминал защит секционного выключателя 6 кВ, типа «Сириус-21-С» размещается в релейном отсеке ячейки СВ-6 кВ, выполняет следующие функции:

- МТЗ от междуфазных повреждений» [19];
- контроль тока для дуговой защиты при дуговых замыканиях внутри ячейки секционного выключателя, на шинах 6 кВ и в отсеках выключателя присоединений;
- «логическая защита шин;
- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;
- УРОВ;
- автоматический ввод резерва;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий» [19].

5.10 Релейная защита и автоматика отходящих линий 6 кВ

«Терминал защит отходящего присоединения 6 кВ, типа «Сириус-21-Л» размещается в релейном отсеке ячейки присоединения, выполняет следующие функции:

- МТЗ от междуфазных повреждений;
- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;
- УРОВ;
- однократное АПВ;
- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

- защита от однофазного замыкания на землю» [19].

5.11 Автоматика трансформатора напряжения 6 кВ

Для организации автоматики ТН-6 кВ предусматривается установка терминала типа «Сириус-ТН» в релейном отсеке ячейки трансформатора напряжения ЗРУ-6 кВ.

Терминал выполняет следующие функции:

- «защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- контроль исправности трансформатора напряжения» [19].
- защита от феррорезонанса;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

5.12 Защита от дуговых замыканий ячеек 6 кВ

В работе предусматривается оснащение ячеек 6 кВ устройством защиты от дуговых замыканий типа «Овод-Л», производства ООО НПП «Проэл».

«Дуговая защита Устройство «Овод-Л» предназначена для защиты шкафов комплектных распределительных устройств электрических подстанций 0,4 – 35 кВ при возникновении в них коротких замыканий, сопровождаемых открытой электрической дугой.

В высоковольтных отсеках КРУ, т.е. в зоне действия наибольших электромагнитных помех, находятся только пассивные компоненты (объектив ВОД и волоконно-оптический кабель), обладающие абсолютной невосприимчивостью к электромагнитным помехам. Этим в совокупности с гальванической развязкой дискретных входов, дискретных выходов и питания, обеспечивается высокая помехозащищенность устройства» [3].

Устройство представляет из себя комплекс модулей, выполняющих определенные функции, обвязанных линией связи.

5.13 Управление и сигнализация

«В работе предусматривается установка шкафа 1Р центральной сигнализации, типа ШЭРА-ЦС-2002, на базе двух терминалов «Сириус-2-ЦС».

В шкафу организованы шинки четырёх участков сигнализации:

- шкафы защит и автоматики присоединений 110 кВ и общеподстанционные устройства (ЩСН, ЩПТ, РОС и тд.);
- шкафы защит и автоматики присоединений 35 кВ;
- ячейки отходящих присоединений 6 кВ.
- резервный участок сигнализации.

На шкафах 1Р÷5Р предусматривается установка ключей управления, ламп сигнализации положения силовых выключателей 110, 35 кВ и 6 кВ (для ВВ-6 кВ и СВ-6 кВ); измерительных приборов параметров присоединений 110 кВ, 35кВ и 6кВ (кроме отходящих линий 6кВ)» [3].

5.14 Решения по оперативной блокировке подстанции

В помещении ОПУ предусматривается установка шкафа 6Р оперативной блокировки на базе МП терминалов, типа ШЭРА-ОБ-3001.

Шкаф состоит из трёх комплектов: Первый комплект выполняет функцию оперативной блокировки разъединителями 110 кВ; Второй комплект – оперативной блокировки разъединителями 35 кВ; Третий комплект организацию цепей питания оперативной блокировки.

Комплект оперативной блокировки на базе МП терминала. Терминал оснащен входами и выходными реле «Готовность» для 64 коммутационных аппаратов (далее КА). Для каждого КА в терминале регистрируется сигналы «РПВ», «РПО» для организации контроля достоверности, соответствующего КА.

Комплект питания оперативной блокировке подключен к двумя разным секциям ЩСН, устройство АВР автоматически восстанавливает питание при

просадке напряжение на основном источнике питания (1 секции ЩСН). Кроме того, в комплекте предусмотрена схема ручного контроля изоляции цепей оперативной блокировки.

Логика оперативной блокировки полностью соответствует следующим нормативным документам:

- «Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения» РД 34.36.512;
- «Инструкция по переключениям в электроустановках» СО 153-34.20.505-2003.

Для разъединителей и заземляющих ножей выполняется блокировка, исключающая:

- оперирование разъединителем под нагрузкой;
- включение заземляющего ножа на участке цепи, не отделённом разъединителями от участков, находящихся под напряжением, кроме случаев заземления нейтрали включением заземляющего ножа;
- возможность подачи напряжения разъединителем на заземленный участок цепи;
- возможность подачи напряжения выключателем на заземленный участок цепи. Для достижения этого выключатель отделяется от других участков цепей разъединителями, сблокированными с заземляющими ножами. При этом включение заземляющего ножа с одной стороны выключателя оказывается возможным только при отключенных разъединителях с обеих сторон выключателя, и наоборот, включение разъединителя с одной стороны выключателя возможно только при отключенных заземляющих ножах с обеих сторон выключателя (кроме заземляющих ножей линейных разъединителей в сторону линий).

Оперативная блокировка не запрещает включение выключателей.

Электромагнитная блокировка в РУ-6 кВ не меняется. С устанавливаемого комплекта питания в РУ-6 кВ прокладываются цепи питания для существующей электромагнитной блокировки.

5.15 Система сбора и передачи информации с терминалов РЗА

На подстанции предусматривается система сбора и передачи информации (ССПИ) на базе ростового шкафа 28Р в помещении ОПУ.

ССПИ выполняет следующие функции:

- сбор (измерение), первичная обработка, контроль и регистрация текущей аналоговой информации о режимных параметрах электрической сети;
- сбор, обработка, контроль и регистрация текущей дискретной информации о состоянии схемы соединений и оборудования подстанции;
- интеграция устройств подсистем (РЗА, ПА, РАС, ОМП) различных производителей;
- формирование сигналов аварийно-предупредительной сигнализации о различных технологических событиях;
- синхронизация времени всех устройств, входящих в состав системы с точностью до 1 мс;
- обмен информацией с центрами управления с использованием стандартных протоколов;
- организация и ведение архивов информации с представлением архивных данных на АРМе оператора.

«Для выполнения функций, реализуемых шкафом, используется промышленное компьютерное оборудование, которое работает под управлением операционной системы и специализированного программного обеспечения, разработанного производителем оборудования РЗА.

Состав шкафа ССПИ определяется на стадии рабочей документации.

К установке предусматривается шкаф информационно-технологического оборудования (ШИТО), типа ШЭ2608 007, производства ООО «НПП ЭКРА» [21].

Выводы по разделу.

В рамках проводимой реконструкции предусмотрена установка шкафов защит и автоматики линий 110 кВ на базе МП терминалов защит производства ООО «НПП ЭКРА». Для отходящих линий используется три комплекта защит (в которые входят дистанционная защита от междуфазных замыканий, ДЗ от земляных замыканий, токовая направленная защита нулевой последовательности, токовая отсечка, максимальная токовая защита) и отдельного шкафа с устройствами «Сириус-2-ОМП», предназначенными для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи напряжением 6–750 кВ.

Определены типы шкафов для обеспечения функционирования релейной защиты и автоматики секционного выключателя 110 кВ, релейной защиты и автоматики ошиновки 110 кВ, релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов, организации цепей напряжения 110 кВ и 35 кВ, релейной защиты и автоматики СВ-35 кВ, релейной защиты и автоматики ВЛ 35 кВ, релейной защиты и автоматики ВВ-6 кВ, релейной защиты и автоматики СВ-6 кВ, релейной защиты и автоматики отходящих линий 6 кВ, автоматики трансформатора напряжения 6 кВ, защиты от дуговых замыканий ячеек 6 кВ, управления и сигнализации, решений по оперативной блокировке подстанции, системы сбора и передачи информации с терминалов РЗА.

Заключение

Целью ВКР являлось повышение надежности передачи электрической энергии потребителям, подключенным к ПС «Бурейская».

Оборудование ОРУ-110 кВ устанавливается на металлоконструкции, оборудование 35 кВ - на основе блочной комплектной трансформаторной подстанции производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки.

Гибкая ошиновка и спуски к оборудованию 110 и 35 кВ выполняются проводом АС-120/19. Замене подлежит вся ошиновка ОРУ-110 и 35 кВ, включая изоляторы.

В распределительном устройстве 6 кВ применены ячейки К 129 с выкатными элементами производства Мосэлектроцит. Выключатели 6 кВ применены с электромагнитными приводами типа ВВ/TEL производства ЗАО «ГК «Таврида Электрик».

Все устанавливаемые высоковольтные выключатели были выбраны по номинальному току и напряжению, проверены на отключающую способность и по динамической и термической стойкости. Таким же образом была выполнена проверка всех разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Выбраны ограничители перенапряжений 110,35 и 6 кВ. Выполнен расчет количества изоляторов в гирляндах 110 и 35 кВ.

Таким образом все устанавливаемое электрооборудование прошло необходимые проверки, так на стороне 110 кВ ПС будут установлены выключатели баковые элегазовые типа ВТБ-110, трансформаторы тока встроенные типа ТВ-110, разъединители типа РГНП-110, емкостные трансформаторы напряжения НДКМ-110, ограничители перенапряжений 110 кВ с полимерной изоляцией. На стороне 35 кВ: выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35, трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35, разъединители РГП-2-35 и РГП-1а-35.

Выполнен выбор жёсткой ошиновки в сети 6 кВ, произведена проверка по длительно допустимому току, на термическую стойкость, на динамическую стойкость (механический расчёт). Согласно выполненным расчётам алюминиевая шина AL-100×8 6 кВ удовлетворяют всем вышеперечисленным условиям.

Выполнен выбор и проверка кабелей 35 кВ по номинальному току, по термической стойкости, на не возгорание по циркуляру № Ц-02-98. Согласно выполненным расчётам алюминиевый кабель АПвВнг(А)-LS 1×150/35 6 кВ удовлетворяют всем вышеперечисленным условиям.

Для освещения открытой части подстанции выбраны уличные светильники RGL-400-L140 мощностью по 400 Вт со светодиодными матрицами и световой отдачей 48000 Лм. Срок службы светильников без потери яркости превышает 50 000 часов, что с учетом времени их использования в течении суток приводит к предполагаемому сроку эксплуатации 15-20 лет.

Система заземления подстанции выполнена в виде сетки из стальных полос сечением 40×5 мм² и вертикальных электродов длиной 5 м, диаметром 18 мм.

Стальные полосы системы заземления были проверены на термическую стойкость.

Молниезащита на подстанции организована молниеприемниками, установленными на прожекторных мачтах ОРУ 110, 35 кВ Всего для защиты подстанции используется 6 стержневых молниеотводов высотой от 19 до 25 м.

По результатам проведенных расчетов все вновь устанавливаемое оборудование подстанции полностью перекрывается зоной молниезащиты на высоте 8 м.

В рамках проводимой реконструкции предусмотрена установка шкафов защит и автоматики линий 110 кВ на базе МП терминалов защит производства ООО «НПП ЭКРА». Для отходящих линий используется три комплекта защит (в которые входят дистанционная защита от междуфазных замыканий, ДЗ от

земляных замыканий, токовая направленная защита нулевой последовательности, токовая отсечка, максимальная токовая защита) и отдельного шкафа с устройствами «Сириус-2-ОМП», предназначенными для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи напряжением 6–750 кВ.

Определены типы шкафов для обеспечения функционирования релейной защиты и автоматики секционного выключателя 110 кВ, релейной защиты и автоматики ошиновки 110 кВ, релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов, организации цепей напряжения 110 кВ и 35 кВ, релейной защиты и автоматики СВ-35 кВ, релейной защиты и автоматики ВЛ 35 кВ, релейной защиты и автоматики ВВ-6 кВ, релейной защиты и автоматики СВ-6 кВ, релейной защиты и автоматики отходящих линий 6 кВ, автоматики трансформатора напряжения 6 кВ, защиты от дуговых замыканий ячеек 6 кВ, управления и сигнализации, решений по оперативной блокировке подстанции, системы сбора и передачи информации с терминалов РЗА.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. EN 50160: 2010 (NQE). М.: Стандартиформ, 2014. 19 с.
2. ГОСТ Р 50270–92. Короткое замыкание в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. М.: Изд-во стандартов, 1993. 61 с.
3. Гужов Н.Л., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения. Ростов на Дону.: Феникс, 2011. 384 с.
4. Данилов Г.А., Денчик Ю.М., Иванов М.Н., Ситников Г.В. Повышение качества функционирования линий электропередачи: монография. 3-е изд. Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2019. 558 с.
5. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.: НЦ ЭНАС. 2009. 456 с.
6. Иванов А.С. Электроснабжение: практикум для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». Волгоград: ФГБОУ ВО Волгоградский ГАУ, 2020. 116 с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжения промышленных предприятий. М.: Интернет Инжиниринг, 2006. 670 с.
8. Куксин А. В. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие. Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
9. Марченко А.Л. Электротехника: учебное пособие. Москва: ИНФРА-М, 2022. 236 с.
10. Нормы технологического проектирования. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Тяжпромэлектропроект, 1994. 69 с.
11. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. Москва: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2020. 416 с.

12. Поливода Ф.А. Надежность систем теплоснабжения городов и предприятий легкой промышленности: учебник. Москва: ИНФРА-М, 2021. 170 с.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. СПб.: Проспект, 2019. 240 с.
14. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого издания с изменениями и дополнениями. М.: Норматика, 2021. 464 с.
15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-97. М.: НЦ ЭНАС. 2002. 149 с.
16. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1.1278–03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий». СПб.: ЦОТПБСП. 2003. 28 с.
17. Свод правил СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. М., 2011. 74 с.
18. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение: учебное пособие. 2-е изд., стер. Москва: ИНФРА-М, 2022. 328 с.
19. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. 3-е изд., перераб. и доп. Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2022. 367 с.
20. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35–750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации АОА «ФСК ЕЭС» (СТО-569447007-29.240.30.010-2008.). М.: АОА ФСК ЕЭС, 2007. 132 с.
21. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2022. 495 с.